

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«УДМУРТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ИНСТИТУТ «НЕФТИ И ГАЗА ИМ. М.С. ГУЦЕРИЕВА»
Кафедра «ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА»

В.П. Иванников
О.А. Бартенев

«КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ»

Учебное пособие

Ижевск 2020

УДК 621.317(075.8)

ББК 31.21я73

И 199

Рекомендовано к изданию Учебно-методическим советом УдГУ

Рецензент: д.т.н., проф. ФБГОУ ВО ИжГТУ Ломаев Г.В.

Иванников В.П., Бартенев О.А.

И 199 «Контрольно-измерительные устройства в электроэнергетике»: Учебное пособие. – Ижевск: Удмуртский государственный университет, 2020. – 408 с.

ISBN 978-5-4312-0870-6

В первой и второй главах учебного пособия рассматриваются приборы и методы измерения параметров электрических цепей, особенности включения электроизмерительных приборов указанных систем в электрическую цепь при измерениях тока и напряжения. В третьей главе достаточно подробно рассмотрены особенности оснащения электростанций и подстанций контрольно-измерительными приборами. В четвёртой главе изложены основные метрологические аспекты и нормативные требования обеспечения технических измерений и учета электроэнергии. Пятая глава посвящена вопросам проектирования и реализации измерительных информационных систем интегрированного компьютеризованного управления производственными процессами. В шестой главе рассмотрены базовые положения «*цифровизации*» и концептуальные основы цифровых контрольно-измерительных технологий в электроэнергетике.

Учебное пособие написано в связи с необходимостью дальнейшего развития методического обеспечения и повышения качества обучения студентов кафедры «Теплоэнергетика» УдГУ в соответствии с ФГОС ВО, рабочими программами по дисциплине «Контрольно-измерительные устройства в электроэнергетике» по направлениям подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника», 13.03.01 – «Теплоэнергетика и теплотехника», 21.03.01 - «Нефтегазовое дело» и 20.04.01 - «Техносферная безопасность».

УДК 621.317(075.8)

ББК 31.21я73

ISBN 978-5-4312-0870-6

@ В.П. Иванников, О.А. Бартенев, 2020
@ ФБГОУ ВО Удмуртский государственный университет, 2020

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	8
-----------------------	----------

ГЛАВА I. ПРИБОРЫ И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ

ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ 11

§ I.1. Измерительные механизмы магнитоэлектрической, электромагнитной, электродинамической, электростатической и индукционной систем	11
§ I.2. Измерения тока и напряжения	21
§ I.3. Измерение мощности и энергии в электрических цепях	28
§ I.4. Регистрирующие приборы	33

ГЛАВА II. ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ

ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ 45

§ II.1. Особенности включения измерительных приборов указанных систем в электрическую цепь при измерении тока и напряжения	45
§ II.2. Измерение электрического сопротивления	55
§ II.3. Измерение индуктивности, взаимной индуктивности и емкости	66
§ II.4. Приборы, методы измерения и исследования формы сигналов	69
§ II.5. Приборы и методы измерения фазового сдвига	81
§ II.6. Универсальные и специальные электроизмерительные приборы	83
§ II.7. Приборы и методы измерения частоты и интервала времени	90

ГЛАВА III. КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ

НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ 103

§ III.1. Оснащение электростанций и подстанций контрольно-измерительными приборами	107
§ III.2. Размещение измерительных приборов в основных цепях электростанции	120

§ III.3. Устройства и схемы	
<i>распределительных устройств (РУ)</i>	<i>137</i>
§ III.4. Конструктивное исполнение	
<i>распределительных устройств</i>	<i>157</i>
§ III.5. Монтаж и эксплуатация	
<i>измерительных приборов</i>	<i>167</i>
§ III.6. Электрические станции, подстанции,	
<i>линии и сети</i>	<i>171</i>
§ III.7. Монтаж и эксплуатация трансформаторных	
<i>подстанций и оборудования распределительных</i>	
<i>устройств</i>	<i>208</i>
§ III.8. Системы контроля на электростанциях	
<i>и подстанциях</i>	<i>215</i>
§ III.9. Проблемы обеспечения безопасности	
<i>на электростанциях и подстанциях</i>	<i>219</i>

ГЛАВА IV. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ 229

§ IV.1. Классификация электроизмерительных приборов	
<i>и технические требования, предъявляемые к ним</i>	<i>229</i>
§ IV.2. Измерение и его основные операции.	
<i>Метрологическое обеспечение технических измерений</i>	
<i>в электроэнергетике</i>	<i>239</i>
§ IV.3. Сложение случайных и систематических погрешностей.	
<i>Обработка результатов при косвенных измерениях</i>	<i>245</i>
§ IV.4. Изображение экспериментальных результатов	
<i>на графиках. Определение искомых параметров</i>	
<i>по результатам измерений</i>	<i>257</i>
§ IV.5. Нормативные требования метрологического	
<i>обеспечения измерений и учета электроэнергии</i>	<i>267</i>

ГЛАВА V. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ 277

§ V.1. Назначение и виды ИИС	278
§ V.2. Системы интегрированного компьютеризованного	
<i>управления производственными процессами</i>	<i>290</i>
§ V.3. Измерительные информационные системы	
<i>в электроэнергетике и электротехнике в России</i>	<i>304</i>

§ V.4. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей региональной сетевой компании	319
§ V.5. Особенности метрологического обеспечения ИИС	348

ГЛАВА VI. КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ ЦИФРОВЫХ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ 352

§ VI.1. Базовые положения цифровизации российской экономики	352
§ VI.2. Концептуальная модель интернета энергии	355
§ VI.3. Архитектура цифровой энергетики	363
§ VI.4. Измерительно-информационные компьютерные системы	370
§ VI.5. Структура виртуального прибора компьютерных измерительных систем	380
§ VI.6. Современная технология измерений и программное обеспечение электроэнергетике	389
§ VI.7. Цифровые сети и устройства электроэнергетики	394
СПИСОК ПЕРВОИСТОЧНИКОВ	399

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АБ – аккумуляторная батарея
АР - автоматические регуляторы
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления
АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом
АТ – автотрансформатор
АО-энерго - акционерное общество энергетики и электрификации
ВД – высокое давление
ВЛ – воздушная высоковольтная линия электропередачи
ВН – высокое напряжение
Г - генератор
ГЭС – гидроэлектростанция
ГРЭС – государственная районная электростанция
ЕНЭС – Единая национальная электрическая сеть
ЕЭС – Единая энергетическая система РФ
ИРМ - источники реактивной мощности
К - котлы
КЗ – короткое замыкание
КЛ – кабельная линия электропередачи
КУ – устройства продольной и поперечной компенсации параметров ЛЭП
ЛЭП – линия электропередачи
М - машины и механизмы
МРСК – межрегиональная распределительная сетевая компания
МНК – маслonaполненный кабель
МНКЛ – маслonaполненная кабельная линия
НН – низкое напряжение
НД – низкое давление
ОАО – открытое акционерное общество
ОДУ - объединённое диспетчерское управление
ОЭС – объединённая энергосистема
ОДУ – объединённое диспетчерское управление
ОГК – объединённая генерирующая компания
П - осветительные, нагревательные и прочие электроприборы
ПА - противоаварийная автоматика
ПБВ – переключение (ответвлений обмоток трансформатора) без возбуждения (при отключённой нагрузке)
ППТ – передача постоянного тока
ПТС - предприятия тепловых сетей

ПС – трансформаторная подстанция
ПУЭ – правила устройства электроустановок
ПЭС – питающая электрическая сеть
РЗ - устройства релейной защиты
РУ – распределительное устройство
РЭС – районная энергосистема
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой
РС – распределительная сеть
РЭК – региональная энергетическая компания
СВН – сверхвысокое напряжение
СГ - синхронный генератор
СДТУ - средства диспетчерского и технологического управления
СМ – синхронный мотор
СН – среднее напряжение
СК - синхронный компенсатор
СХН – статическая характеристика нагрузки
СЭС – система электроснабжения
СИП – самонесущий изолированный провод
СПЭ – сшитый полиэтилен
Т – турбина
ТА - тепловая автоматика
ТГ - турбогенератор
ТЗ - тепловая защита
ТН – трансформаторы напряжения
ТТ– трансформаторы тока
ТПЖ – токопроводящая жила
Тр - трансформатор
ТЭК – топливно энергетический комплекс
У - электротехнологических установок
УВН – ультравысокое напряжение
ЦДУ - центральное диспетчерское управление
ЦДП - центрального диспетчерского пункта
ЭНС - энергетическая система, или энергосистема
ЭП - электроприёмник
ЭС - электрическая станция
ЭЭ – электроэнергия
ЭЭС - электроэнергетическая система

ВВЕДЕНИЕ

Понятием «электроэнергетика» обозначают большую и сложную отрасль науки и техники, ставящую перед собой задачи обеспечения электрической энергией все сферы человеческой деятельности. Электрическая энергия обладает большими преимуществами перед другими видами энергии. Во-первых, она легко может быть передана на большие расстояния и распределена между потребителями. Во-вторых, с достаточно малыми потерями ее можно преобразовать в месте потребления в другие виды энергии: механическую (электродвигатели), тепловую (электронагреватели), световую (лампы накаливания), химическую (аккумуляторные батареи).

Широкое использование электрической энергии во всех отраслях народного хозяйства, т. е. электрификация этих отраслей, является естественной потребностью и имеет огромное практическое значение, ведёт к необходимости постоянного и непрерывного развития энергетической базы с целью обеспечения опережающего спроса на электрическую энергию со стороны потребителей.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях с помощью электрических генераторов, вращение которых осуществляют первичные двигатели - паровые машины или турбины, двигатели внутреннего сгорания, гидравлические турбины и т.п.

Наиболее выгодно сооружать крупные электрические станции (порядка сотен тысяч кВт), так как себестоимость 1 кВт установленной мощности у таких станций намного ниже, чем у мелких. Вместе с тем, принимая во внимание огромные пространства нашей страны и ввиду невозможности обеспечения всех потребителей от крупных электростанций и сетей энергосистем, сооружение объектов малой энергетики, особенно в сельской местности, так же оправдано.

Важной особенностью производства электроэнергии на станциях является то, что в каждый момент времени ее нужно производить ровно

столько, сколько требует потребитель, с учетом потерь во всех звеньях электропередачи и ее расхода на собственные нужды электростанции.

Покрыть потребности в электрической энергии крупного промышленного района или нескольких областей экономического района за счет строительства одной станции, как правило, не удастся, поэтому приходится сооружать несколько станций и для более экономической работы объединять их линиями электропередачи в единую энергосистему.

Энергетической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций, линий электропередачи, подстанций и тепловых сетей, связанных в единое целое общими режимами производства и распределения электрической и тепловой энергии.

Системный подход в развитии электроэнергетики и заключается в том, что она рассматривается как большая единая система, включающая в себя другие, достаточно большие системы на правах подсистем. Объединение станций в энергетическую систему позволяет увеличить мощности отдельных агрегатов (следовательно, уменьшать удельные затраты), снизить общий резерв мощности (т. е. иметь его не на каждой станции, входящей в систему), применить более постоянный режим выработки электроэнергии, повысить надежность электроснабжения и качество отпускаемой электроэнергии за счёт оснащения объектов электроэнергетики специальной измерительной техникой.

Производство измерений требует знания методов измерений и свойств измерительных приборов, а, следовательно, и их устройства, умения выбрать надлежащий метод измерения и подобрать измерительную аппаратуру, умения собрать схему, произвести наблюдения и записи, обработать полученные данные и произвести поверку измерительных приборов.

Измерительная техника и оборудование, применяемое в электроэнергетике, представляет собой совокупность методов и средств получения достоверной количественной информации о параметрах и характеристиках технологических процессов и физических явлений,

связанных с получением и распределением электрической энергии, является одним из решающих факторов технического прогресса во всех областях производства, науки и техники. В настоящее время электроизмерительная техника интенсивно развивается в направлениях:

- повышения точности и быстродействия, расширения частотного диапазона, совершенствования конструкций многообразных электроизмерительных приборов. В ряде приборов наряду с отсчетными и записывающими устройствами предусматриваются контакты для цепей сигнализации определенных значений измеряемой величины и автоматического управления производственными процессами;

- расширения номенклатуры измерительных преобразователей, широко применяемых при измерениях различных физических величин и других целей.

Совершенствование технологий и методов измерений электрических величин идёт в направлении автоматического получения, передачи, обработки и представления информации в той или иной форме измеренных значений физических величин идёт в направлении развития и создания измерительных информационных систем.

В настоящее время, эта информация обрабатывается с помощью компьютеров и может передаваться по каналам связи для решения задач автоматического управления на основе систем интегрированного компьютеризованного управления производственными процессами в электроэнергетике и электротехнике.

Разрабатываются базовые положения и архитектура цифровой энергетики, современные модели интернета энергии, цифровые устройства и современные технологии измерений, программное обеспечение, что позволяет создавать единые сети управления получением и распределением электроэнергии.

ГЛАВА I

ПРИБОРЫ И МЕТОДЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ

§ 1.1. Измерительные механизмы магнитоэлектрической, электромагнитной, электродинамической, электростатической и индукционной систем

Электромеханические показывающие приборы в электротехнике (амперметры, вольтметры, ваттметры и др.) составляют большую группу электроизмерительных приборов. В любом электромеханическом приборе имеются подвижная и неподвижная части. На обеих либо на одной из них расположены обмотки и соответствующие зажимы, через которые к прибору подводится ток или напряжение. Последние создают механические силы, действующие на подвижную часть и вызывающие ее перемещение (чаще угловое). По перемещению указателя (стрелки, светового луча и др.) судят о значении измеряемой величины.

Совокупность деталей, образующих подвижную и неподвижную части прибора, называют *измерительным механизмом* (ИМ).

Измерительный механизм можно рассматривать как преобразователь электрической величины в механическое перемещение, отсюда общее название этих частей приборов - измерительные преобразователи, а приборов в целом - электромеханические приборы [1].

Наиболее распространены *измерительные механизмы*, в которых силы, вызывающие перемещение подвижной части, возникают под воздействием магнитного поля, созданного постоянным магнитом или током, на электрический ток. Вращающий момент $M_{вр}$, действующий на подвижную часть, является функцией измеряемой величины X (тока или напряжения). Кроме того, на подвижную часть действует противодействующий момент

M_{np} , создаваемый с помощью растяжек (на которых укрепляется подвижная часть) или спиральных пружинок при их закручивании:

$$M_{np} = k\alpha, \quad (I.1)$$

где k — удельный противодействующий момент растяжки или пружинки; α — угол поворота подвижной части.

Установившееся отклонение подвижной части и укрепленного на ней указателя характеризуется равенством вращающего и противодействующего моментов:

$$M_{вр} = M_{np}. \quad (I.2)$$

Для того чтобы подвижная часть быстрее останавливалась, многие механизмы снабжают успокоителями, создающими момент успокоения, пропорциональный скорости изменения угла поворота подвижной части:

$$M_{усп} = P \cdot d\alpha/dt, \quad (I.3)$$

где P — коэффициент успокоения.

Успокоители подразделяют на воздушные, жидкостные и магнитоиндукционные.

Часто в электромеханических приборах измеряемую величину подвергают предварительному преобразованию. Например, в вольтметре измеряемое напряжение преобразуется в ток соответствующей катушки прибора. Это преобразование осуществляют с помощью электрической цепи, состоящей из обмотки ИМ и включенного последовательно с ней добавочного резистора. Такую цепь называют *измерительной цепью* (ИЦ) прибора. В данном случае она выступает как преобразователь одной электрической величины - напряжения - в другую электрическую величину - ток.

Измерительные цепи приборов могут включать в себя и другие преобразователи.

Обозначая измеряемую величину X , промежуточную электрическую величину Y и угол перемещения α подвижной части ИМ, можно составить структурную схему электромеханического прибора (рис. I.1).

Преобразование $Y(X)$ осуществляется в измерительной цепи прибора, а преобразование $\alpha(Y)$ в его измерительном механизме.

Приборы, в которых измеряемая величина последовательно преобразуется в ряд других физических величин и, в конце концов, в числовое значение, отсчитываемое с помощью указателя, называют приборами прямого преобразования или приборами прямого действия.

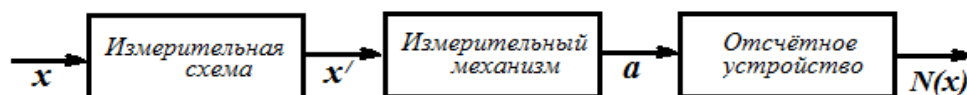


Рис. 1.1. Структурная схема электромеханического механизма

В зависимости от физических явлений, положенных в основу создания вращающего момента, различают следующие *измерительные механизмы* [2]:

а) *магнитоэлектрические*, основанные на воздействии магнитного поля постоянного магнита на ток в обмотке подвижной катушки;

б) *электромагнитные*, основанные на воздействии магнитного поля тока в обмотке на пластины из магнитомягкого ферромагнитного материала, намагничиваемые этим полем;

в) *электродинамические*, основанные на воздействии магнитного поля тока одной катушки на ток в другой катушке; электродинамические механизмы, в которых магнитное поле усиливается магнитопроводом, называют ферродинамическими;

г) *индукционные*, основанные на воздействии переменных магнитных полей, пронизывающих подвижный диск механизма, на вихревые токи, возникающие в диске;

д) *электростатические*, основанные на взаимодействии двух или нескольких электрически заряженных пластин.

Рассмотрим устройство и принцип действия названных измерительных механизмов и приборов на их основе.

Приведенные на рисунках конструкции измерительных механизмов упрощены и предназначены для того, чтобы дать общее представление об их устройстве.

1.1.1. Магнитоэлектрический измерительный механизм

Содержит постоянный магнит и катушку с током. Наиболее распространенной является конструкция с внешним магнитом, представленная на *рис. 1.2* в которой рамка с током подвижна и охвачена магнитом.

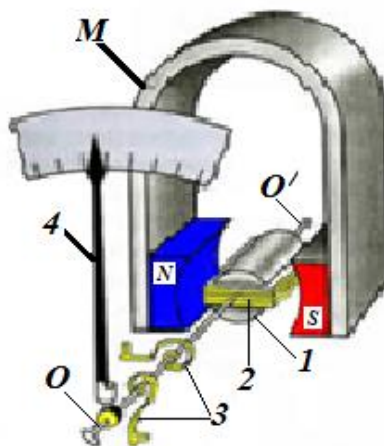


Рис. 1.2. Конструкция магнитоэлектрического измерительного механизма с внешним магнитом

Рассмотрим работу указанного *магнитоэлектрического* измерительного механизма [3]. Его магнитная система состоит из постоянного магнита NS и замкнутого полукольца M из магнитомягкого ферромагнитного материала. В рабочем зазоре магнита образуется радиальное магнитное поле. Подвижная катушка 2, выполненная из тонкого изолированного провода, намотанного на алюминиевый каркас 1, помещена в рабочем зазоре и укреплена на оси OO' . Она может свободно поворачиваться вокруг своей оси. Концы обмотки электрически соединены с пружинками 3, по которым ток поступает в катушку. При наличии в обмотке постоянного тока I на активную сторону витков w обмотки длиной l , находящуюся в равномерном магнитном поле зазора с магнитной индукцией B_0 , действует сила F (см. *рис. 1.3*), которая, согласно закону Ампера, равна

$$F = B_0 I l w. \quad (I.4)$$

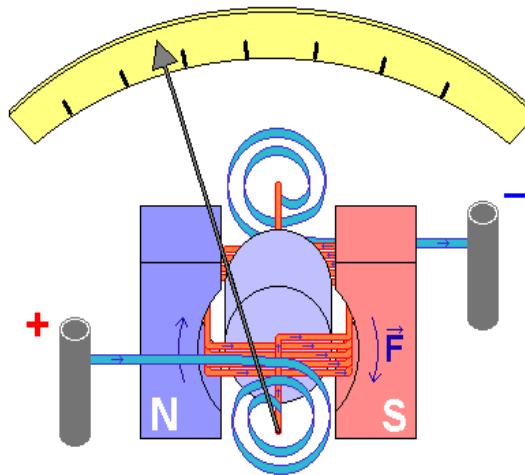


Рис. I.3. Магнитоэлектрический механизм

Под действием пары таких сил, действующих на обе активные стороны обмотки, создается вращающий момент

$$M_{\text{вр}} = 2Fb/2, \quad (I.5)$$

где b — ширина катушки.

Подставляя выражение для F , получаем

$$M_{\text{вр}} = B_0 l b w I = B_0 s w I = \Psi_0 I. \quad (I.6)$$

Здесь s — площадь обмотки, равная произведению длины l на ширину b ; $\Psi_0 = B_0 s w$ — постоянная прибора, равная максимальному потокоцеплению катушки.

Из выражения (I.6) видно, что вращающий момент пропорционален току. Под действием $M_{\text{вр}}$ подвижная часть механизма вместе с указателем поворачивается на некоторый угол α , который с учетом (I.1) и (I.2) пропорционален току I :

$$\alpha = S_I / I, \quad (I.7)$$

где $S_I = \Psi_0 / \alpha$ — чувствительность ИМ по току, величина постоянная, не зависящая от тока.

I.1.2. Электромагнитный измерительный механизм

Состоит из неподвижной катушки 1 и укрепленной на оси подвижной пластины 2 из магнитомягкого материала.

При подаче в катушку постоянного тока I создается магнитное поле, которое намагничивает пластину, стремящуюся втянуться внутрь катушки.

Возникающий вращающий момент пропорционален квадрату тока [3]:

$$M_{\text{вр}} \sim C \cdot I^2. \quad (\text{I.8})$$

При подаче в катушку синусоидального тока $i = I_m \cdot \sin \omega t$ возникает вращающий момент, мгновенное значение которого пропорционально квадрату мгновенного значения тока. Подвижная часть механизма обладает инерцией и поэтому реагирует на среднее значение момента $M_{\text{вр}}$:

$$M_{\text{вр}} \approx \frac{1}{T} \int_0^T C i^2 dt \approx C I^2. \quad (\text{I.9})$$

Вращающий момент механизма в цепи переменного тока пропорционален квадрату действующего значения ток.

Угол отклонения подвижной части и указателя α , укрепленного на оси, также пропорционален квадрату тока (рис. I.4):

$$\alpha \sim C_2 \cdot I^2. \quad (\text{I.10})$$

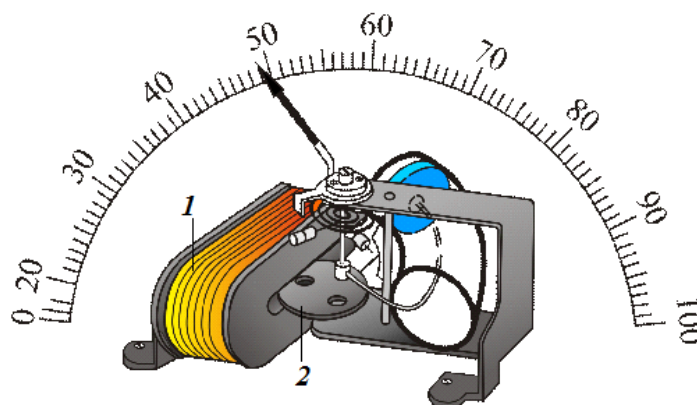


Рис. I.4. Схематическое изображение электромагнитного механизма

Квадратичная шкала неудобна, поэтому ее стараются сделать более равномерной, подбирая соответствующую форму ферромагнитной пластины. При этом удастся получить шкалу, которая неравномерна только в начальной части.

Кроме рассмотренного механизма с плоской катушкой применяют механизмы с круглой катушкой (рис. I.5).

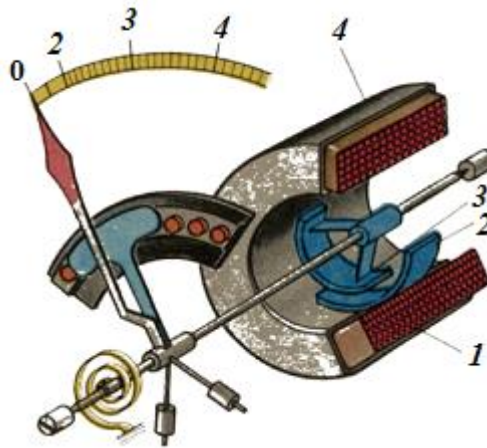


Рис. 1.5. Электромагнитный механизм с круглой катушкой

1.1.3. Электродинамический измерительный механизм

Состоит из двух катушек: неподвижной 1 и подвижной 2 (рис. 1.6).

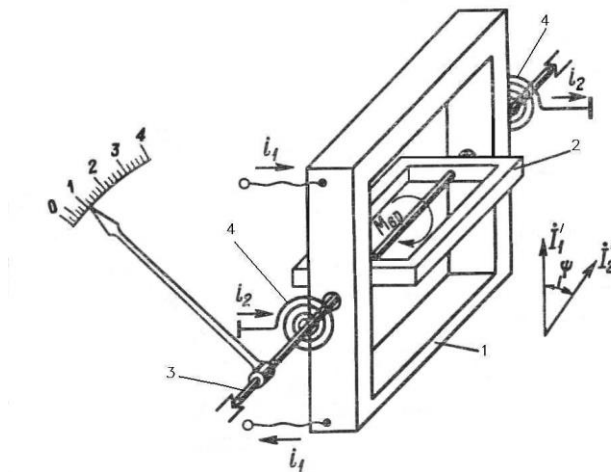


Рис. 1.6. Схематическое изображение электродинамического механизма

Катушка 2 укреплена на растяжках (или на осях) и может поворачиваться вокруг оси внутри двух секций неподвижной катушки. При наличии в катушках постоянных токов I_1 и I_2 возникают электромагнитные силы взаимодействия, стремящиеся повернуть катушку 2 соосно с катушкой 1. Возникает вращающий момент

$$M_{вр} = k I_1 I_2. \quad (I.11)$$

При синусоидальных токах $i_1 = I_{1m} \sin \omega t$ и $i_2 = I_{2m} \sin(\omega t - \delta)$ мгновенное значение вращающего момента выражается формулой

$$M_{\text{вр}}(t) = \kappa I_{1m} I_{2m} \sin \omega t \sin(\omega t - \delta). \quad (\text{I.12})$$

Средний вращающий момент, на который реагирует подвижная часть прибора,

$$M_{\text{вр.ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T \kappa I_{1m} I_{2m} \sin \omega t \cdot \sin(\omega t - \delta) \cdot dt = \frac{1}{T} \int_0^T \kappa I_{1m} I_{2m} \frac{1}{2} [\cos \delta - \cos(2\omega t - \delta)] \cdot dt, \quad (\text{I.13})$$

или

$$M_{\text{вр.ср}} = k I_1 I_2 \cos \delta. \quad (\text{I.14})$$

Вращающий момент электродинамического ИМ пропорционален произведению действующих значений токов в катушках и косинусу угла сдвига фаз между ними [3]. Угол отклонения подвижной части и указателя

$$\alpha = k_I \cdot I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \delta. \quad (\text{I.15})$$

I.1.4. Ферродинамический измерительный механизм

Отличается от электродинамического более сильным магнитным полем, получаемым благодаря наличию магнитной системы, состоящей из магнитопровода 2 неподвижного цилиндра 6 (рис. I.7). Неподвижная катушка 1 создает магнитное поле в зазоре, в котором может поворачиваться подвижная катушка 8.

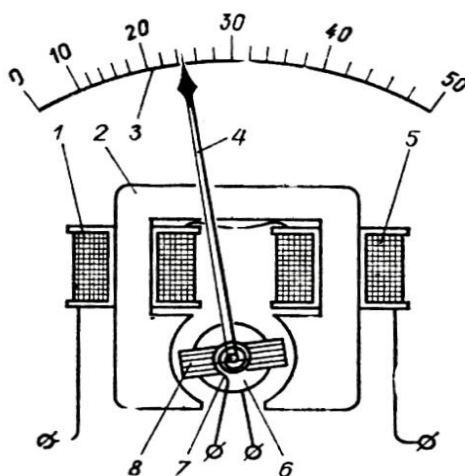


Рис. I.7. Схематическое изображение ферродинамического механизма измерительного прибора

В этом механизме создается более сильный вращающий момент, чем в электродинамическом, за счет наличия магнитопровода.

Ферродинамические приборы — амперметры, вольтметры и ваттметры — включаются в измерительные цепи по тем же схемам, что и электродинамические приборы. Они отличаются меньшей восприимчивостью к внешним магнитным полям, большой чувствительностью и меньшим собственным потреблением энергии.

К недостаткам ферродинамических приборов относятся сравнительно низкая точность и ограниченный частотный диапазон.

Ферродинамические приборы применяют в основном в цепях переменного тока в качестве щитовых и переносных приборов, а также самопишущих приборов [4].

1.1.5. Индукционный измерительный механизм

Состоит из двух неподвижных магнитопроводов 2 и 1 с обмотками и подвижного алюминиевого диска 5, укрепленного на оси (рис. 1.8).

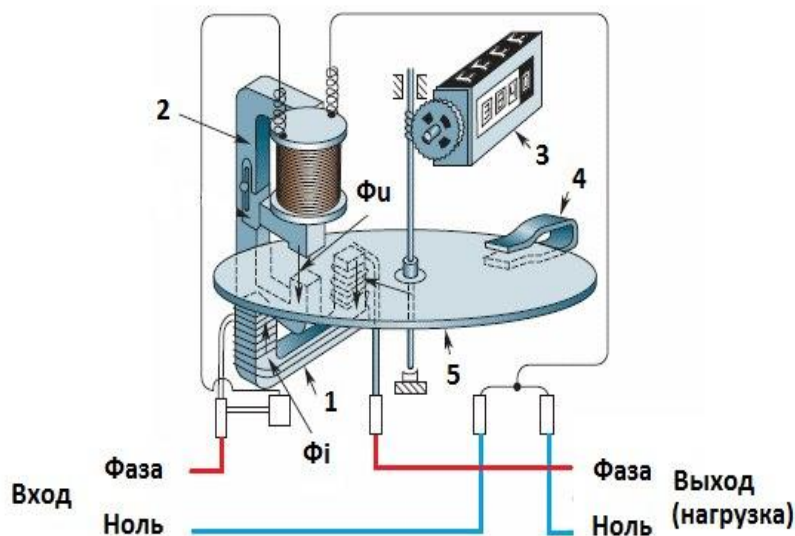


Рис. 1.8. Устройство индукционного измерительного механизма

Магнитные потоки

$$\Phi_u(t) = k_1 i_u = k_1 I_{mu} \sin \omega t \quad \text{и} \quad \Phi_i(t) = k_2 i = k_2 I_m \sin(\omega t - \psi), \quad (\text{I.16})$$

создаваемые синусоидальными токами i_u, i и пронизывающие диск, смещены в пространстве. При этих условиях в диске образуется стоячая волна магнитного поля, одна из составляющих которой создает бегущее магнитное поле, под влиянием которого диск приходит во вращение.

Средний вращающий момент

$$M_{вр.ср} = \frac{1}{T} \int_0^T k i_u i dt = k_3 I_u I \sin \psi. \quad (I.17)$$

Вращающий момент относительно оси диска пропорционален частоте, произведению действующих значений токов и косинусу угла сдвига фаз между токами I_u, I . Магнитный поток Φ_i не пронизывает диск и служит для получения необходимого сдвига фаз напряжения U и магнитного потока Φ_u .

Тормозной момент M_T создается с помощью постоянного магнита 4, который охватывает край диска. При вращении диск пересекает магнитные линии и в силу закона Ленца в нем наводятся вихревые токи, стремящиеся препятствовать движению диска [5]. Тормозной момент пропорционален скорости вращения диска:

$$M_T = k_T \frac{d\alpha}{dt}. \quad (I.18)$$

При равенстве вращающего и тормозного моментов диск вращается равномерно с угловой скоростью

$$\Omega = \frac{d\alpha}{dt} = \frac{k_3}{k_T} I_u I \sin \psi. \quad (I.19)$$

I.1.6. Электростатический измерительный механизм

Состоит из двух (и более) металлических изолированных пластин, выполняющих роль электродов (рис. I.9).

На неподвижные пластины 1 подается потенциал одного знака, а на подвижные пластины 2 — потенциал другого знака. Подвижная пластина вместе с указателем укреплена на оси и под действием сил электрического поля между пластинами поворачивается [5]. При постоянном напряжении U

между пластинами вращающий момент пропорционален зарядам $Q=C/U$ на пластинах:

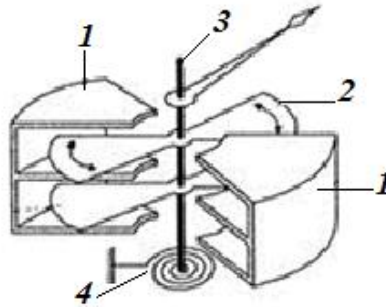


Рис. 1.9. Схематическое изображение электростатического измерительного механизма

$$M_{\text{вр}} = kQ^2 = kC^2U^2. \quad (\text{I.20})$$

При синусоидальном напряжении $u = U_m \cdot \sin \omega t$ подвижная часть механизма реагирует на средний вращающий момент

$$M_{\text{вр.ср}} = \frac{1}{T} \int_0^T kC^2 u^2 dt = k_2 U^2, \quad (\text{I.21})$$

где U – действующее напряжение.

§ 1.2. Измерения тока и напряжения

Номенклатура приборов, используемых в энергоснабжении для измерения электрических и неэлектрических величин, весьма разнообразна как по методам измерений, так и по сложности преобразователей. Наряду с методом непосредственной оценки часто используют нулевой и дифференциальный методы, повышающие точность.

Приборы, в которых используются *магнитоэлектрические* и *электромагнитные механизмы*, имеют высокую чувствительность, малое потребление тока, плохую перегрузочную способность, высокую точность измерений.

Амперметры и вольтметры имеют линейные шкалы, имеют малую чувствительность к внешним магнитным полям и их часто используют как

образцовые. Применяют для измерений в цепях *постоянного* и *переменного* токов, а также *фарадометров* и *фазометров*, однако, в последних двух случаях измерительные механизмы имеют более сложную конструкцию.

1.2.1. Приборы с магнитоэлектрическим механизмом

Амперметры с магнитоэлектрическим механизмом наиболее широко применяют для измерений в цепях *постоянного тока*. Изготавливают однопредельными и многопредельными путем секционирования катушки.

Вольтметры обычно выполняют на несколько пределов измерения с использованием ряда добавочных резисторов [1].

Приборы с *магнитоэлектрическим механизмом* могут использоваться и для измерений в цепях *переменного тока* в сочетании с выпрямительными устройствами.

Выпрямительное устройство состоит из двух или четырёх полупроводниковых диодов (*рис. 1.10*). Они преобразуют переменный ток в пульсирующий.

Подвижная часть ИМ обладает, как отмечалось, инерцией и поэтому реагирует на среднее значение пульсирующего тока. В частности, в случае измерения синусоидального тока и двухполупериодного выпрямителя (*рис. 1.10, б*) на подвижную часть ИМ действует вращающий момент

$$M_{вр.ср} = \Psi_0 I_{ср} = 2/\pi (\Psi_0 I_n) = 2\sqrt{2}/\pi (\Psi_0 I), \quad (1.22)$$

где I - действующее значение синусоидального тока.

Шкалу выпрямительного прибора градуируют в действующих значениях синусоидального тока I (или синусоидального напряжения U) и уравнение шкалы имеет вид

$$\alpha = S_I (I/\kappa_\phi) I, \quad (1.23)$$

где $\kappa_\phi = I/I_{ср} = 1,11$ — коэффициент формы синусоиды.

Действующие значения несинусоидальных токов и напряжений этими приборами измерить нельзя. Можно измерить средние значения, но при этом показание прибора A_{np} нужно разделить на $\sigma_{Аср}$:

$$I_{cp} = A_{np}/1,11 \quad \text{и} \quad U_{cp} = A_{np}/1,11. \quad (I.24)$$

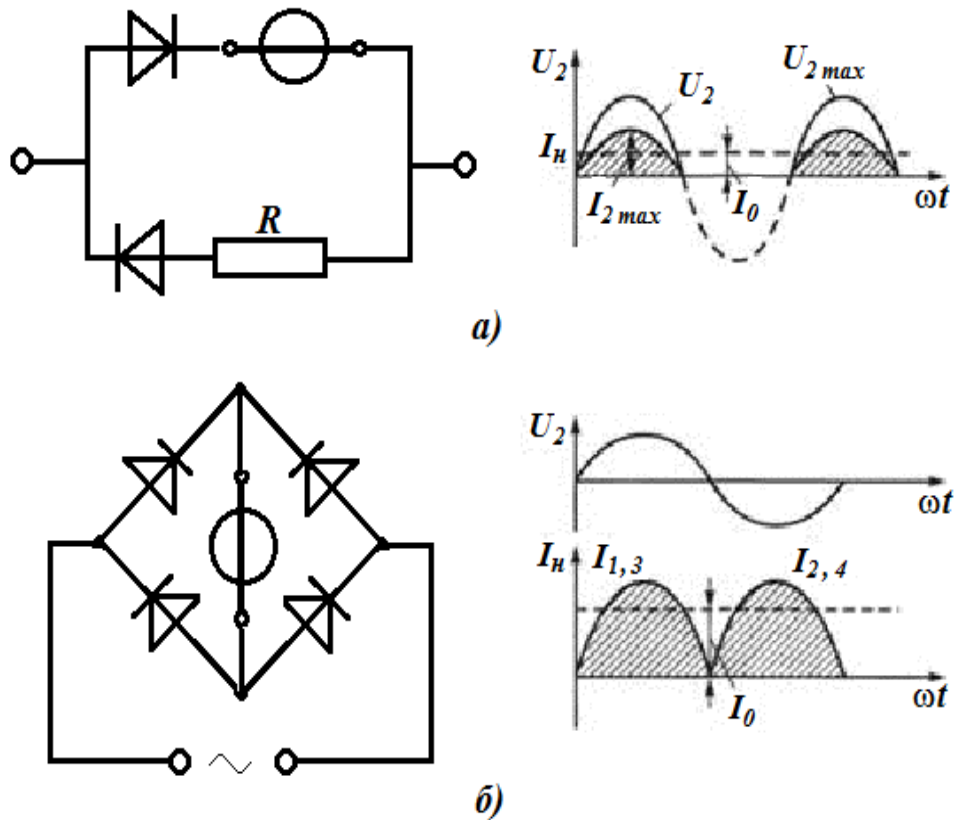


Рис I.10. Принципиальные схемы однополупериодного (а) и двухполупериодного (б) выпрямителей

Выпрямительные приборы часто выполняют в виде комбинированных многопредельных приборов: в одном приборе сочетаются амперметр и вольтметр, каждый на несколько пределов измерения.

Преимуществами приборов с *магнитоэлектрическим механизмом оснащённых* выпрямителями переменного тока являются высокая чувствительность (наименьшие пределы измерения $0,25 \div 0,3$ мА и $0,3$ В), малое собственное потребление энергии, широкий частотный диапазон ($10 \div 20$ кГц). К недостаткам следует отнести неравномерность шкалы в начале (до 15% от предела измерения), невысокую точность (высший класс точности 1,0), непригодность для измерений в цепях несинусоидального тока.

1.2.2. Приборы с электромагнитным механизмом

Электромагнитные приборы имеют невысокую чувствительность, значительное потребление тока, хорошую перегрузочную способность, невысокую точность измерений [2]. Шкалы не линейны и линеаризуются в верхней части специальным выполнением механизма. Чаще используются как щитовые технические приборы, просты и надежны в эксплуатации; чувствительны к внешним магнитным полям.

Электромагнитные приборы являются одними из самых распространенных щитовых приборов для измерений в цепях *переменного тока*: они просты по устройству и более надежны, ввиду отсутствия токоподвижных частей сравнительно хорошо переносят перегрузки.

Щитовые амперметры выпускаются классов 1,0; 1,5; 2,5 на токи до 300 А прямого включения (со встроенными трансформаторами тока) и до 15 000 А (15 кА) с наружными трансформаторами тока.

Щитовые вольтметры тех же классов выпускаются на напряжения до 600 В прямого включения и до 450 000 (450 кВ) с трансформаторами напряжения.

К недостаткам этих приборов следует отнести сравнительно невысокую точность, большое собственное потребление энергии (амперметры до 5 Вт, вольтметры 1,5÷12 Вт), ограниченный частотный диапазон, влияние на показания внешних магнитных полей.

1.2.3. Электродинамические приборы

Приборы, в которых используются *электродинамический измерительный механизм*, применяют в цепях постоянного и переменного токов в качестве амперметров (*рис. 1.11*), вольтметров (*рис. 1.12*) и ваттметров (*рис. 1.13*). Обладают невысокой чувствительностью, большим потреблением тока, чувствительностью к перегрузкам, высокой точностью [3]. У амперметров и вольтметров - нелинейные шкалы. Важной положительной особенностью являются одинаковые показания на постоянном и переменном

тока, что позволяет поверять их на постоянном токе. Чаще они используются как лабораторные приборы [6].

Амперметры с электродинамическим измерительным механизмом обычно выполняют на два предела измерения, что достигается различным включением катушек: на малые токи по схеме рис. I.11, а и на большие токи по схеме рис. I.11, б.

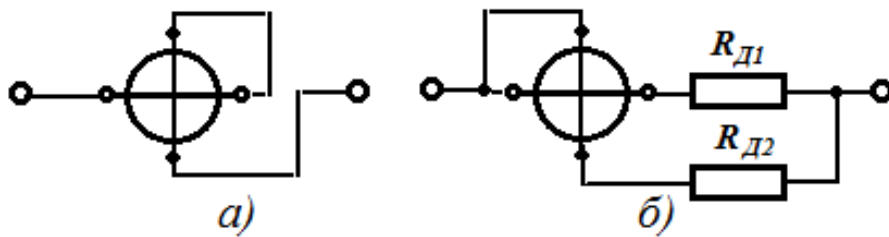


Рис. I.11. Электрические цепи включения электродинамических механизмов измерителей тока:
а) амперметр на малые токи; б) амперметр на большие токи

Вольтметры с электродинамическим измерительным механизмом имеют несколько пределов измерения, что достигается включением ряда добавочных резисторов (рис. 11).

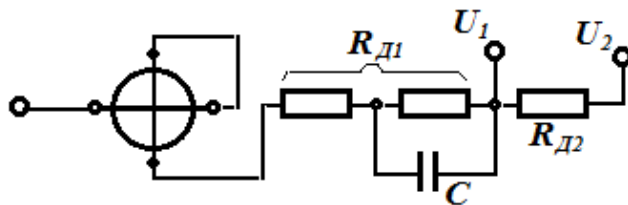


Рис. I.12. Электрическая цепь включения электродинамического механизма измерителя напряжения

Электродинамический логометр имеет две подвижные катушки, скрепленные друг с другом под углом, и безмоментный токоподвод [5]. По неподвижным катушкам протекает ток I , по подвижным — токи I_1 , I_2 .

В результате взаимодействия магнитных полей имеем:

$$F(\alpha) = \frac{I_2 \cos \psi_2}{I_1 \cos \psi_1}, \quad (\text{I.25})$$

где ψ_2 — угол между I и I_2 ; ψ_1 — угол между I_1 и I .

Таким образом, приборы этих двух систем в цепях переменного тока обладают важным качеством реагирования не только на произведение токов, но и на фазовый угол между токами.

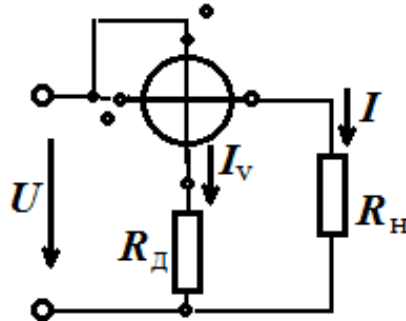


Рис. 1.13. Схема включения электродинамического ваттметра

В измерительных механизмах этих приборов путем подбора начального угла $\alpha = \alpha_0$ удастся избежать квадратичности шкалы и она получается приблизительно равномерной, за исключением начальной части.

1.2.4. Электростатические приборы

Электростатический измерительный механизм, применяют исключительно в приборах для измерения постоянного и переменного напряжений [6].

Электростатические приборы имеют невысокую чувствительность, но чувствительны к перегрузкам. Для расширения пределов измерений используются емкостные и резистивные делители напряжений.

Как показано выше, и это логически вытекает из выражения (1.15), угол отклонения указателя электростатического прибора пропорционален квадрату напряжения (тока), т.е. шкала прибора должна быть квадратичной. Однако подбором формы и размеров электродов получают практически равномерную шкалу (в пределах $10 \div 100\%$).

Электростатические вольтметры отличаются малым потреблением энергии, широким частотным диапазоном (от 20 Гц до 10 МГц),

нечувствительностью к внешним магнитным полям и колебаниям температуры, их показания не зависят от формы кривой напряжения.

К недостаткам этих приборов следует отнести сравнительно низкую чувствительность: без измерительных усилителей их нижний предел измерения составляет 10 В . Кроме того, они требуют электростатического экранирования, так как на их показания оказывают влияние внешние электрические поля.

Для расширения пределов измерения электростатических вольтметров используют емкостные и резистивные делители напряжения (рис. 1.14), что позволяет измерять напряжения до 300 кВ .

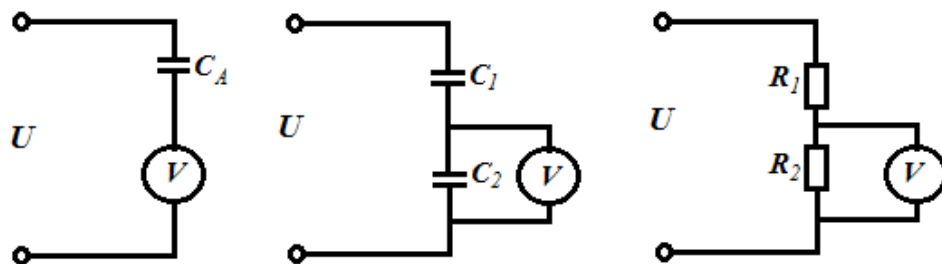


Рис. 1.14. Схемы расширения пределов измерения электростатических вольтметров

На рис. 1.15 показана шкала прибора со всеми принятыми обозначениями.

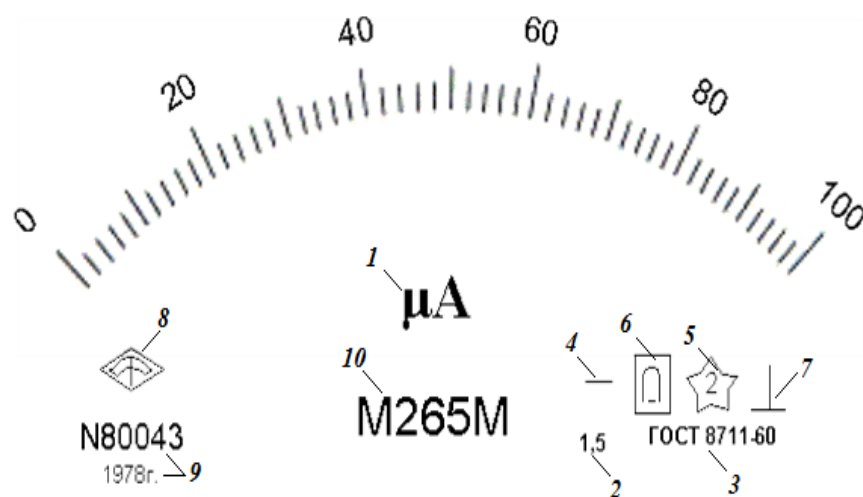








Рис. 1.15. Условные обозначения на шкале электроизмерительного прибора

1 - измеряемая единица; 2 - класс точности; 3 - стандарт; 4 - вид тока; 5 - испытательное напряжение изоляции корпуса; 6 - тип прибора; 7 - рабочее положение прибора; 8 - марка завода изготовителя; 9 - номер прибора и год выпуска; 10 - тип прибора

В табл. I.1 приведены основные характеристики электроизмерительных приборов прямого действия, наивысший класс точности, диапазон измеряемых величин на постоянном и (или) переменном токе, частотный диапазон, метод расширения пределов измерения, условное обозначение измерителей тока и напряжения, в качестве которых использованы рассмотренные измерительные механизмы.

Таблица I.1

Характеристики приборов для измерения тока и напряжения

Тип прибора	Наивысший класс точности	Измеряемая величина				Условное обозначение	Примечания
		Напряжение		Ток			
		Диапазон, В	Частота	Диапазон, А	Частота		
Магнитоэлектрический	0,1	10^{-4} - 10^5 (ДР)	Постоянный ток	10^{-6} - 10^3 (Ш)	Постоянный ток		ДР – добавочный резистор;
Электромагнитный	0,2	$0,5 - 0,8 \cdot 10^3$ $0,5 - 0,4 \cdot 10^5$ (ТН, ДР)	Постоянный ток 40-1000 Гц	10^{-2} - $0,8 \cdot 10^4$ 10^{-2} - $0,8 \cdot 10^4$	Постоянный ток 40Гц-10кГц		ТН – трансформатор напряжения;
Электродинамический	0,1	$0,5 \cdot 10^{-2}$ - 10^5 (ДР) $0,5 \cdot 10^{-2}$ - 10^5 (ДР, ТН)	Постоянный ток 40Гц-5кГц	10^{-3} - 10^{-2} 10^{-3} - $4 \cdot 10^4$ (ТТ)	Постоянный ток 40Гц-10кГц		ТТ – трансформатор тока;
Ферродинамический	0,5	$0,5 \cdot 10^{-2}$ - 10^5 (ДР, ТН)	40Гц-1кГц	10^{-3} - 10^{-2}	-		Ш – шунт
Магнитоэлектрический с выпрямителем	1,5	10^{-2} - 10^3 (ДР)	20Гц-10кГц	10^{-1} -1 (Ш)	20Гц-10кГц		
Электронный	2,5	10^{-2} - $0,5 \cdot 10^3$ 10^{-4} - $0,5 \cdot 10^5$	Постоянный ток 40Гц-100МГц	- -	- -		

§ I.3. Измерение мощности и энергии в электрических цепях**I.3.1. Электродинамические ваттметры**

Приборы для измерения мощности в цепях постоянного и переменного токов. При использовании ваттметра в цепи постоянного тока (рис. I.13) неподвижная катушка включается в цепь тока I , а подвижная катушка с последовательно соединенным добавочным резистором R_d — параллельно нагрузочному устройству с сопротивлением R_n .

В параллельной цепи ваттметра образуется ток $I_V = U/R_V$ где R_V — сопротивление этой цепи: $R_V = R_{uV} + R_d$; R_{uV} - сопротивление обмотки напряжения прибора.

Тогда на основании выражения (I.15), положив $I_1 = I$ и $I_2 = I_V$, получим

$$\alpha = k_I I \cdot I_V = k_I I (U/R_V),$$

или

$$\alpha = CUI = CP. \quad (I.26)$$

Угол отклонения указателя пропорционален мощности нагрузочного устройства R_u (рис. 12). При включении ваттметра в цепь переменного тока согласно (17) мгновенное значение вращающего момента

$$M_{вр}(t) = kI_m \sin(\omega t - \varphi) I_{mV} \sin \omega t = kui = kp, \quad (I.27)$$

где $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$ — ток приемника, имеющего, например, активно-индуктивный характер; $i_V = I_{mV} \sin(\omega t) = U_m/Z_V \sin(\omega t) = U_m/R_V \sin(\omega t) = u/R_V$ — ток в цепи подвижной обмотки прибора, полное сопротивление которой равно активному сопротивлению $Z_V \sim R_V$ (это достигается за счет включения в цепь обмотки добавочного резистора R_d большого сопротивления и конденсатора емкостью C , компенсирующего индуктивность многовитковой подвижной обмотки ваттметра); p — мгновенная мощность.

Подвижная часть прибора реагирует на средний вращающий момент

$$M_{вр.ср} = \frac{1}{T} \int_0^T M_{вр.}(t) dt = \frac{1}{T} \int_0^T kp dt = kUI \cos \varphi = kP. \quad (I.28)$$

Угол отклонения указателя

$$\alpha = k_I P, \quad (I.29)$$

т.е. он пропорционален *активной* мощности приемника.

Электродинамические ваттметры выполняют обычно двухпредельными по току и многопредельными по напряжению. Цену деления ваттметра определяют по формуле

$$C_W = U_N I_N / \alpha_{\max}, \quad (I.30)$$

где U_N и I_N — нормирующие значения напряжения и тока (пределы измерения); α_{\max} — полное число делений шкалы.

Измеренную ваттметром активную мощность вычисляют по выражению

$$P = C_W \alpha, \quad (\text{I.31})$$

где α — отсчитанное по шкале число делений.

В отличие от амперметров и вольтметров в ваттметрах направление отклонения указателя зависит от относительного направления токов в обеих обмотках. Поэтому зажимы последовательной и параллельной обмоток имеют разметку: зажимы, которые должны быть подключены к источнику питания, называют генераторными и обозначают звездочкой (*) или точкой (·).

Электродинамические приборы отличаются высокой точностью (лабораторные приборы классов точности 0,1; 0,2; 0,5), независимостью показаний от формы кривой тока или напряжения, пригодностью использования в цепях постоянного и переменного токов. В качестве щитовых однопредельных приборов электродинамические приборы почти не выпускаются.

К недостаткам этих приборов следует отнести сравнительно невысокую чувствительность, большое собственное потребление энергии (0,5÷15 Вт), влияние внешних магнитных полей и ограниченный частотный диапазон.

Электродинамические приборы являются одними из самых точных приборов переменного тока и широко применяются в лабораторной практике. Расширение пределов измерения достигается включением их через измерительные трансформаторы. Поэтому, в качестве однофазных и трехфазных счетчиков энергии переменного тока используют главным образом приборы с индукционным механизмом измерений.

Индукционные приборы характеризуются невысокой чувствительностью и существенным потреблением тока, но нечувствительны

к перегрузкам. Преимущественно они служат счетчиками энергии переменного тока.

Самыми распространёнными являются индукционные счетчики, выпускаемые в трёх исполнениях: одноэлементные (однофазные), двухэлементные (трехфазные) и трехэлементные (трёхфазные четырехпроводные). Магнитные системы одно- и трёхфазных счётчиков имеют одинаковое конструктивное исполнение, отличающееся от изложенного при описании конструкции индукционных механизмов.

Для расширения пределов измерений используются трансформаторы тока и напряжения.

Учет активной и реактивной энергии производится индукционными приборами с вращающимся диском и интегрирующим механизмом, а также электронными и микропроцессорными счетчиками [6,7].

На *рис. 1.16* приведена схема включения однофазного индукционного счетчика. В этом случае к обмотке магнитопровода \mathcal{E}_u подводится напряжение $U=4,44 \cdot f \omega_1 \cdot \Phi_{mu}$, а ток в обмотке магнитопровода \mathcal{E}_i равен току нагрузки I .

Тогда, согласно уравнению (I.25), при условии $\sin \Psi = \cos \varphi$ (где φ — сдвиг фаз между напряжением и током) вращающий момент счетчика

$$M_{ep} = k_4 UI \cos \varphi = k_4 P. \quad (I.32)$$

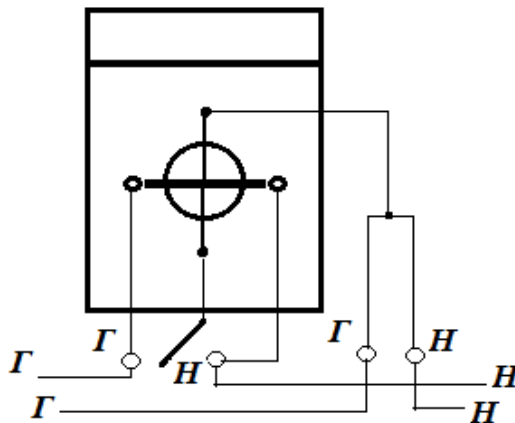


Рис. 1.16. Схема включения однофазного индукционного счётчика

Вращающий момент прибора пропорционален активной мощности приемника. При вращении диска с равномерной угловой скоростью вращающий момент $M_{\text{вп}}$ равен тормозному моменту M_T , т.е. $M_{\text{вп}} = M_T$ или

$$k_4 P = k_T \frac{d\alpha}{dt}, \quad (\text{I.33})$$

откуда $k_4 \cdot P \cdot dt = k_T d\alpha$.

Интегрируя левую часть этого равенства в пределах времени от t_1 до t_2 , получим энергию

$$A = \int_{t_1}^{t_2} P dt = P t, \quad (\text{I.34})$$

учитываемую счетчиком за время t .

Интеграл правой части равен изменению угла поворота диска за это же время t . Число оборотов диска $n = \frac{\Delta\alpha}{2\pi}$, где $\Delta\alpha = \int_{\alpha_1}^{\alpha_2} d\alpha$.

Тогда

$$\int_{\alpha_1}^{\alpha_2} k_T d\alpha = k_T 2\pi n = Cn. \quad (\text{I.35})$$

Таким образом, получаем, что число оборотов диска счетчика за определенный промежуток времени пропорционально активной энергии:

$$A = Cn. \quad (\text{I.36})$$

Счетный механизм 3 (показан на *рис. 7*), связан с осью диска червячной передачей, учитывает потребленную приемником энергию.

Индукционные счетчики выпускаются однофазными и трехфазными. Расширение пределов измерения достигается путем включения счетчика в цепь через измерительные трансформаторы.

Для учета реактивной энергии используют специальные индукционные счетчики, имеющие некоторые изменения в устройстве обмоток или в схеме включения. Индукционные счетчики нечувствительны к внешним магнитным полям и выдерживают значительные перегрузки. Поточности

счетчики делятся на классы 1,0; 2,0; 2,5 (счетчики активной энергии) и 2,0; 3,0 (счетчики реактивной энергии). Для счетчиков класс точности определяется не по приведенной, а по относительной погрешности (ГОСТ 6570—75).

Промышленностью выпускаются однофазные счетчики электроэнергии на токи 5, 10 А и напряжения 127, 220 В, трехфазные счетчики активной и реактивной энергии на токи до 50 А и напряжения 127, 220, 380 В для непосредственного включения и до 2000 А, 35 000 В для включения через измерительные трансформаторы.

Таким образом, счётчики как штатные приборы могут служить средством учёта потребляемой энергии и измерения мощности. Подробнее теория индукционного счетчика изложена в специальной литературе.

Считая, что замедление вращения диска приводит к отрицательной погрешности, а ускорение – к положительной, и, учитывая момент трения, компенсационный момент и момент торможения, можно проанализировать влияние их на погрешность индукционного механизма.

Механизмы счетчиков имеют классы точности 0,5; 1; 2; 2,5; определяемые по результатам испытаний в диапазоне токовых нагрузок при $\cos\varphi = 1$ и 0,5. Диапазон допустимых нагрузок составляет 150÷400% от I/I_n для разных счетчиков. Подобный тангенциальный механизм используется во всех счетчиках.

Обозначения счетчиков [9,7]:

СО – одноэлементный однофазный – для учета активной энергии в однофазных цепях.

СА3 – двухэлементный трехфазный – для учета активной энергии в трехфазных трехпроводных цепях.

СА4 – трехэлементный трехфазный – для учета активной энергии в трехфазных четырехпроводных цепях.

СР4 – трехэлементный трехфазный – для учета реактивной энергии в трехфазных четырехпроводных цепях.

Универсальные счетчики, обозначаемые дополнительно буквой «У», могут включаться с различными трансформаторами тока и напряжения.

§ 1.4. Регистрирующие приборы

Подлежащие измерению электрические величины могут изменяться во времени различным образом. В одном случае речь идёт об измерении электрических величин, изменяющих свое значение и направление аperiodически или периодически с различными скоростями или частотой. В другом случае речь идет об измерении действующих токов, напряжений и других величин, которые могут быть непостоянными. В обоих случаях необходимо знать не только значение, но и изменение величины во времени когда измерения выполняют с помощью приборов, входящих в группу регистрирующих электроизмерительных приборов, включающую в себя самопишущие приборы прямого действия, в которых счетное устройство оснащается дополнительно устройством, осуществляющим запись измеряемого процесса на перемещаемый носитель, или косвенного преобразования (самописцы), а также быстродействующие самопишущие приборы и осциллографы.

Быстродействующие регистрирующие приборы прямого действия, называемые самописцами, подразделяются на обычные, записывающие процессы с частотой менее 1 Гц, и быстродействующие – с частотой более 1 Гц [10,11].

Сюда же относится и быстродействующий регистратор – светолучевой осциллограф, использующий магнитоэлектрический измерительный механизм – вибратор, записывающий процесс на фотобумагу световым лучом. Другие быстродействующие регистрирующие приборы с записью на магнитную ленту (магнитографы) используются только в исследовательских целях.

В регистрирующих приборах прямого действия применяют только магнитоэлектрические или ферродинамические измерительные механизмы с низкочастотными и электромагнитными поляризованными механизмами для высокочастотных приборов.

Использование магнитоэлектрических и, что бывает чаще, ферродинамических механизмов приборов вызвано необходимостью получить большой вращающий момент, который должен преодолеть дополнительное трение в регистрирующем устройстве.

Электрические схемы регистрирующих приборов аналогичны магнитоэлектрическим и ферродинамическим приборам.

1.4.1. Самопишущие приборы

Самопишущие приборы прямого действия по ГОСТ 9999—62 представляют собой сочетание измерительного механизма с записывающим устройством и отсчётное устройство с регистрирующим механизмом в виде диаграммной ленты, приводимой в движение с постоянной скоростью двигателем (рис. 1.17).

Для измерений и записи в цепях постоянного тока применяют магнитоэлектрический измерительный механизм.



Рис. 1.17. Структурная схема самопишущего прибора

Для записи изменяющихся во времени действующих значений токов и напряжений, частоты, мощности и коэффициента мощности в цепях переменного тока, а также для записи переходных процессов и мгновенных значений токов, напряжений и мощности при частоте не выше $1 \div 2$ Гц применяют ферродинамический измерительный механизм или

магнитоэлектрический измерительный механизм в сочетании с выпрямителем.

В зависимости от числа регистрируемых величин эти приборы выполняют одно- или многоканальными [12].

Регистрация осуществляется путем непрерывной либо точечной записи с помощью чернильного перьевого (или другого) устройства и диаграммной бумаги в прямоугольных (ленточная диаграмма) или в полярных (дисковая диаграмма) координатах. Регистрирующий прибор с ферродинамическим механизмом 1, показанный на рис. I.18, имеет указатель 7 с расположенным на нём пером, куда по капилляру из резервуара подаются специальные чернила. Лентопротяжное устройство 5 обеспечивает движение бумаги.

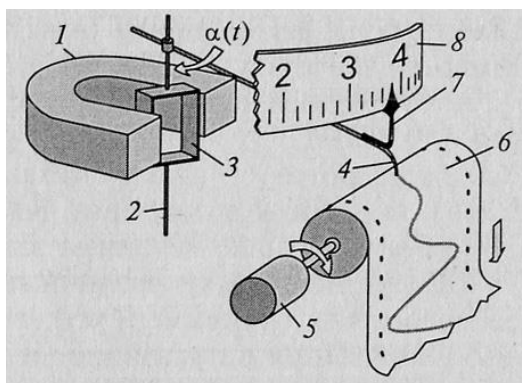


Рис. I.18. Схематическое изображение самопишущего прибора

Стрелка 7, укрепленная на оси магнитоэлектрического механизма (1, 2, 3), расположена над лентопротяжным механизмом 5. Под пером с краской 4 проходит с постоянной скоростью бумажная лента 6. Через определенные промежутки времени коромысло с пером опускается и прижимается к бумаге на бумажной ленте остается след. В приборах с непрерывной записью конец стрелки в виде пера с чернилами выписывает сплошную кривую.

Отечественная промышленность выпускает щитовые и переносные самопишущие приборы классов точности 1,5 и 2,5 внешний вид которых, приведен на рис. I.19.

Такие самопишущие приборы в силу своей инерционности пригодны для длительных наблюдений и регистрации лишь медленно изменяющихся величин.

Быстродействующие самопишущие приборы - БСП (ГОСТ 19875 -74) позволяют исследовать различные динамические режимы. Они измеряют и регистрируют мгновенные значения токов и напряжений в частотном диапазоне до 50 Гц , а со специальными схемами коррекции — до $100 \div 150 \text{ Гц}$.

Конструкция их измерительных механизмов отличается от обычных чрезвычайной сложностью, кроме того, здесь используются специальные усилители мощности, что позволяет увеличить чувствительность, например, для вольтметров до 1 мм/мкВ .



Рис. I.19. Примеры самописцев выпускаемых отечественной промышленностью

Регистрация в этих приборах, как правило, чернильная перьевая. БСП бывают одно- и многоканального исполнения в нескольких модификациях [11].

1.4.2. Осциллографы

Для измерений мгновенных значений токов и напряжений в частотном диапазоне от нуля до сотен мегагерц применяют осциллографы. Они подразделяются на светолучевые (с частотным диапазоном $0 \div 15 \text{ кГц}$) и электронно-лучевые (с частотным диапазоном от нуля до сотен мегагерц).

Светолучевой осциллограф (СЛО)

Светолучевой осциллограф состоит из таких основных блоков: блока осциллографических гальванометров, оптической системы, устройства для визуального наблюдения, фотоприставки, лентопротяжного механизма и отметчика времени.

Осциллографический гальванометр (вибратор) является основным элементом СЛО. Он представляет собой малоинерционный миниатюрный магнитоэлектрический механизм (рис. 1.20).

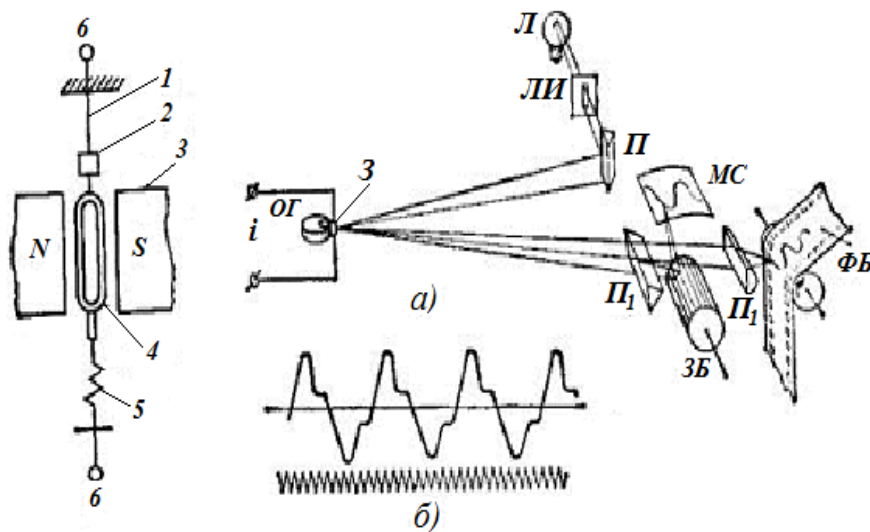


Рис. 1.20. Устройство светолучевого осциллографического гальванометра:
а – оптическая схема; *б* – осциллограмма; 1 – растяжка; 2 – зеркальце 3 – постоянный магнит;
 4 – подвижная измерительная рамка; 6 – зажим

Многовитковая рамка 4 закреплена в узком воздушном зазоре между полюсами постоянного магнита 3 с помощью двух металлических растяжек 1 и пружинки 5. Растяжки служат также для создания противодействующего момента. Их концы подводятся к зажимам 6, через которые ток подается в рамку. На растяжках укреплено зеркальце 2, на которое подается световой

луч для регистрации поворота рамки. Использование этого измерителя ограничивает верхний частотный диапазон СЛО (15 кГц).

Оптическая система СЛО представлена на *рис. 1.20,а*. Измеряемый ток i подается в рамку осциллографического гальванометра ОГ. Под действием поля постоянного магнита рамка вместе с укрепленным на ее растяжках зеркальцем З, поворачивается. Луч света от лампы Л, проходя через линзу ЛЛ и отражаясь от призмы П, попадает на зеркальце. Часть отраженного луча через призму П₁ попадает на зеркальный барабан ЗБ, с поверхностей которого отражается на матовое стекло МС, что обеспечивает визуальное наблюдение кривой тока. Другая часть луча, отражаясь от зеркальца ОГ, через цилиндрическую линзу П₁ попадает на барабан с фотобумагой ФБ и обеспечивает фоторегистрацию кривой тока.

Сфотографированная запись кривой (*рис. 1.20,б*) называется осциллограммой. Зная чувствительность гальванометра, выраженную в мм/А, измеряют ординаты кривой на осциллограмме и определяют значение измеряемого тока для любого момента времени. Масштаб по оси абсцисс на осциллограмме определяют с помощью отметчика времени. Он выписывает под осциллограммой синусоиду определенной частоты (обычно 500 Гц). Нулевая линия на осциллограмме выписывается обесточенным гальванометром, на зеркальце которого тоже направляется луч света.

Другая схема реализации светолучевого осциллографа (СЛО) приведена на *рис. 1.21*.

Набор гальванометров, приданный к осциллографу, обычно содержит несколько гальванометров различной чувствительности и различной частоты собственных колебаний.

СЛО применяют для измерений и записи мгновенных значений токов и напряжений.

Для расширения пределов измерения осциллографические гальванометры включают в цепи, подобно амперметрам и вольтметрам, с помощью шунтов и добавочных резисторов.

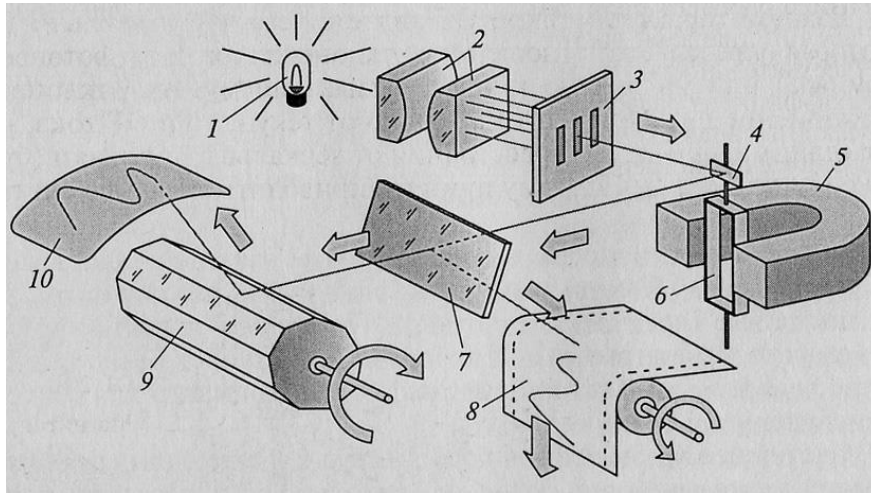


Рис. 1.21. Типовая оптическая схема СЛО

Преимуществами *СЛО* является возможность одновременного наблюдения и записи нескольких процессов (до 50), а также записи непериодических и однократных процессов. К недостаткам *СЛО* относятся ограниченный частотный диапазон (до 15 кГц), сложность подготовки к работе и громоздкость.

СЛО используют при научных исследованиях, для регистрации технологических процессов в различных отраслях народного хозяйства, медицине и др.

Электронно-лучевой осциллограф (ЭЛО)

ЭЛО является универсальным регистрирующим прибором широкого назначения [12]. С его помощью можно наблюдать и документально фиксировать непрерывные, импульсные, непериодические, случайные и мгновенные одиночные электрические сигналы. Широко применяют *ЭЛО* для измерения напряжения, частоты, фазового сдвига, временных интервалов, сопротивления и других физических величин, предварительно преобразованных в электрические.

Несмотря на большое разнообразие типов *ЭЛО* структурные схемы их можно свести к одной (рис. 1.22).

В общем случае *ЭЛО* состоит из электронно-лучевой трубки (*ЭЛТ*) и трех электрических каналов *Y*, *X*, *Z*.

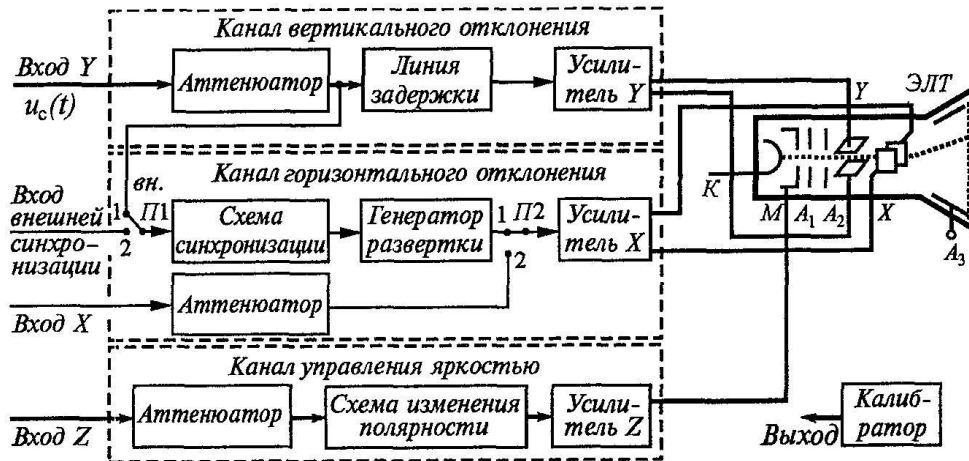


Рис. 1.22. Типовая структурная схема электронно-лучевого осциллографа

По каналу Y поступает исследуемое напряжение u_y , вызывающее вертикальное отклонение луча в ЭЛТ, по каналу X - напряжение u_x , вызывающее горизонтальное отклонение луча. Одновременное воздействие u_y и u_x дает на ЭЛТ осциллограмму, отображающую зависимость $u_y(u_x)$. По каналу 2 подают напряжение для управления яркостью луча.

Электронно-лучевая трубка (рис. 1.23) представляет собой стеклянный баллон с высоким вакуумом, внутри которого расположены: электронная пушка, состоящая из нити накала H , катода K , модулятора M , фокусирующего A_1 и ускоряющего A_2 анодов, две пары взаимно перпендикулярных отклоняющих пластин Y и X .

На тыльную широкую часть баллона нанесен слой люминофора, образующий экран трубки. Последний способен светиться при попадании на него электронов.

Канал вертикального отклонения Y , предназначен для передачи исследуемого электрического сигнала на вертикально отклоняющие пластины ЭЛТ. В канал входят: делитель напряжения, усилитель и калибратор амплитуды как вспомогательное устройство.

Делитель напряжения позволяет расширить пределы измеряемых входных напряжений и обеспечить необходимое входное сопротивление ЭЛО.

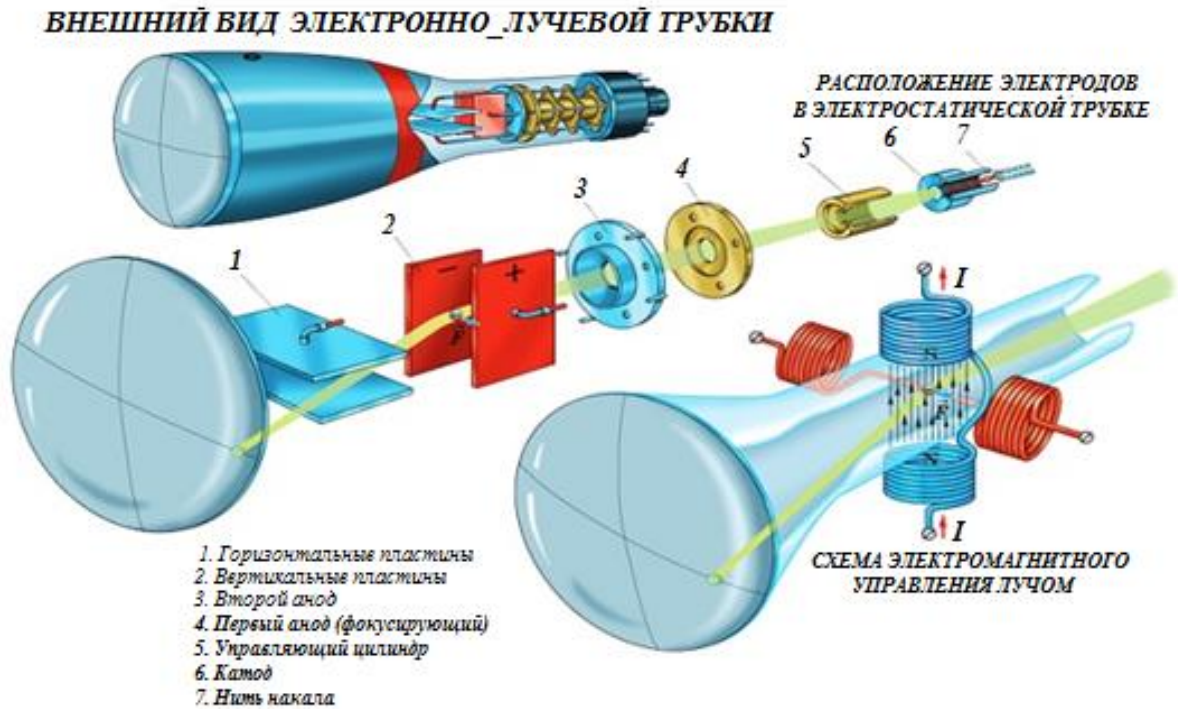


Рис. 1.23. Электронно-лучевая трубка

Усилитель осуществляет преобразование измеряемого сигнала до значения, достаточного для отклонения луча по вертикали на весь экран. Калибратор амплитуды используется для калибровки коэффициента усиления усилителя вертикального отклонения и представляет собой генератор прямоугольных импульсов определенного значения и частоты следования. Обычно значение калиброванного сигнала составляет $0,1$ и 1 В, следующих с частотой 1 или 2 Гц.

Канал горизонтального отклонения X предназначен для формирования линейно изменяющегося напряжения, вызывающего отклонения луча ЭЛТ по горизонтали. Он включает в себя генератор развертки, усилитель и блок синхронизации.

Генератор развертки служит для формирования пилообразного напряжения, обеспечивающего постоянную скорость горизонтального перемещения луча. Усилитель обеспечивает значение пилообразного напряжения, достаточное для отклонения луча по горизонтали на весь экран. Блок синхронизации предназначен для принудительного генерирования

генератором развертки напряжения с частотой, равной или кратной частоте исследуемого сигнала. Только в этом случае может быть получено неподвижное изображение исследуемого сигнала.

Управление блоком синхронизации может осуществляться от сети, исследуемым сигналом (внутренняя синхронизация $V_{н.}$) и от внешнего источника сигналов (внешняя синхронизация $V_{ш.}$).

Канал управления яркостью луча 2 предназначен для формирования и подачи прямоугольных импульсов напряжения в цепь модулятора. Этот канал служит в основном в качестве калибратора длительности для определения времени действия исследуемых периодических и аperiodических электрических сигналов, т.е. для расшифровки осциллограммы по горизонтальной оси. С помощью канала 2 яркость луча можно отрегулировать так, чтобы при отрицательных значениях прямоугольных импульсов свечения на экране ЭЛТ не было. При этом получается штриховое изображение осциллограммы. Расстояние между началами светлых штрихов пропорционально периоду калиброванного сигнала. Так, если частота калиброванного сигнала составляет 2 кГц , то расстояние между штрихами соответствует $0,5 \text{ мс}$. Для обеспечения точности измерения временных интервалов необходима стабильность частоты следования импульсов в цепь модулятора, что достигается использованием генераторов с кварцевой стабилизацией.

Вопросы для самоподготовки и контроля

1. Какие величины измеряют в электроснабжении?
2. Какие устройства используются для измерения
электрических величин?
3. Можно ли измерять неэлектрические величины
электрическими приборами?
4. Какие методы обычно используют в условиях эксплуатации
для измерения электрических и неэлектрических величин?
5. Какие разновидности индукционных счетчиков имеются?
6. Что такое передаточное число счетчика?
7. Как выглядит кривая погрешности индукционного счетчика?

8. Обозначения счетчиков.
9. Схемы включения счетчиков.
10. Каковы возможности и области применения электронных
и микропроцессорных счетчиков?
11. Принцип широтно-импульсной модуляции.
12. Алгоритм функционирования микропроцессорных счетчиков.
13. Как выглядит кривая погрешности индукционного счетчика
с магнитной подвеской диска?
14. Какие приборы называются регистрирующими?
15. Что называется обычным самописцем?
16. Что называется быстродействующим самописцем?
17. Принцип действия регистрирующих приборов. Сфера их применения.
18. Какая роль магнитоэлектрического вибратора в осциллографе?
19. Что такое шлейф?
20. Для чего требуется экранирование цепей шлейфов?
21. Устройство электронных осциллографов.
22. Области применения электронных осциллографов.
23. Принцип действия магнитоэлектрических приборов,
сфера их применения.
24. Принцип действия электромагнитных приборов,
сфера их применения.
25. Почему в качестве щитовых приборов чаще всего
используются электромагнитные приборы?
26. Принцип действия электродинамических приборов,
сфера их применения.
27. Принцип действия ферродинамических приборов,
сфера их применения.
28. Чем отличаются электродинамические приборы
от ферродинамических?
29. Почему ферродинамические приборы
нашли широкое применение в самопишущих устройствах?
30. Принцип действия индукционных приборов.
31. Где в основном применяются индукционные приборы,
из скольких элементов они могут состоять?
32. Принцип действия электростатических приборов,
сфера их применения.
33. Для измерения какой электрической величины используются
электростатические приборы?
34. Какие типы аналоговых приборов используются
в энергоснабжении?
35. Сфера применения выпрямительных приборов.
36. На каком токе градуируют выпрямительные приборы?
37. Принцип действия термоэлектрических приборов,
сфера их применения.

ГЛАВА II

ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕПЕЙ

§ II.1. Особенности включения измерительных приборов указанных систем в электрическую цепь при измерении тока и напряжения

II.1.1. Электронные аналоговые и цифровые вольтметры

Аналоговые вольтметры

В электронных аналоговых вольтметрах используются электромеханические преобразователи – измерительные механизмы (магнитоэлектрические, электромагнитные, электродинамические, ферродинамические, индукционные и электростатические), входной величиной которых является электрическая величина (U), а выходной – перемещение указателя (α). В измерительном механизме происходит преобразование изменения энергии электромагнитного поля в механическую работу [1].

Однако, магнитоэлектрические приборы применяются, главным образом, в качестве образцовых, так как имеют высокую точность и весьма дороги в производстве. В качестве щитовых приборов они, как правило, не используются, потому что боятся вибраций, воздействия внешних электромагнитных полей.

Различают вольтметры постоянного и переменного напряжений.

Структурная схема электронного вольтметра постоянного напряжения представлена на *рис. II.1*.

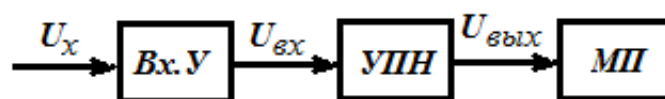


Рис. II.1. Структурная схема электронного вольтметра постоянного напряжения

Электронные вольтметры представляют собой сочетание электронного преобразователя и магнитоэлектрического измерительного прибора. В отличие от электромеханических приборов электронные вольтметры обладают большим входным сопротивлением и высокой чувствительностью [2].

Где: $Bx.U$ - входное устройство в виде высокоомного резистивного делителя напряжения; $УПН$ — усилитель постоянного напряжения; $МП$ — магнитоэлектрический измерительный прибор.

Входное устройство обеспечивает высокое входное сопротивление и значения измеряемого напряжения, необходимые для дальнейшего преобразования. $УПН$ служит для увеличения чувствительности вольтметра и усиления мощности измеряемого сигнала с целью приведения в действие магнитоэлектрического измерительного механизма. Требования к $УПН$ — обеспечение высокой линейности и стабильности амплитудной характеристики $U_{вых}(U_{вх})$, малый дрейф нуля.

Линейность и стабильность амплитудной характеристики достигаются правильным выбором режима работы активных элементов (электронных ламп, транзисторов) усилителя напряжения и введением отрицательной обратной связи с выхода $УПН$ на его вход.

Уменьшение дрейфа нуля обеспечивается построением $УПН$ по мостовой балансной схеме и с преобразованием измеряемого постоянного сигнала в переменный, который усиливается до необходимого значения усилителем переменного напряжения, а затем выпрямляется и измеряется магнитоэлектрическим прибором.

Современные электронные вольтметры постоянного напряжения имеют входное сопротивление порядка единиц и десятков мегаом, диапазон измерений от десятых долей до сотен вольт, погрешность измерения $1 \div 6\%$.

Аналоговые электронные вольтметры переменного напряжения выполняют по двум схемам. Вольтметр, состоящий из входного устройства

V_x , преобразователя Pr переменного напряжения в постоянное, усилителя постоянного напряжения $УПН$ и магнитоэлектрического измерительного прибора $МП$ (рис. II.2).

Отличительной особенностью электронных вольтметров переменного напряжения является наличие преобразователя Pr переменного напряжения в постоянное. В зависимости от того, какое значение переменного напряжения требуется измерить (среднее, действующее, амплитудное), различают соответственно преобразователи среднего, действующего и амплитудного значений, обладает малой чувствительностью, но широким частотным диапазоном.

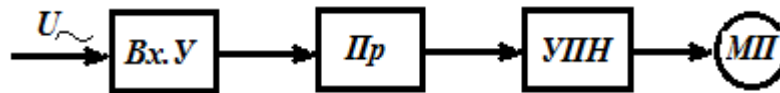


Рис. II.2. Структурная схема электронного вольтметра переменного напряжения с усилителем постоянного напряжения

Электронные вольтметры переменного напряжения, выполненные по схеме с усилителем переменного напряжения, обладает более высокой чувствительностью, но сравнительно узким частотным диапазоном. Внешний вид электронного вольтметра приведен на рис. II.3.

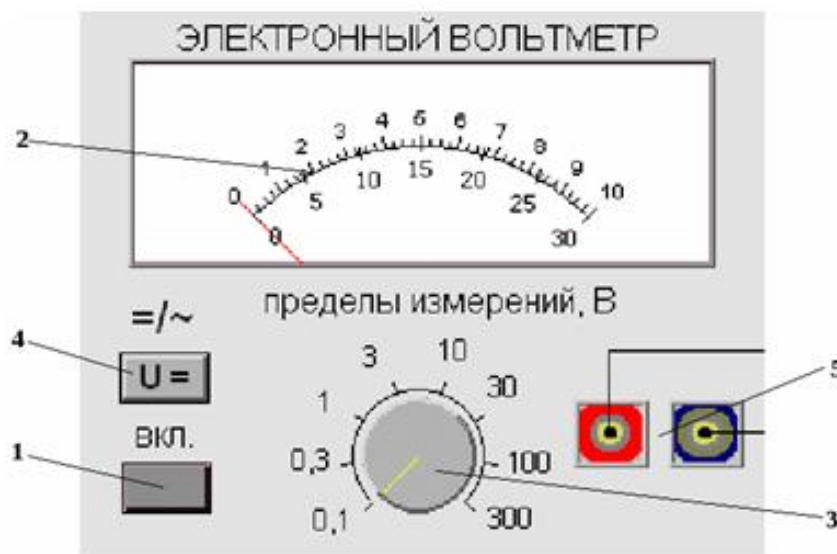


Рис. II.3. Внешний вид электронного вольтметра

Цифровые измерительные приборы (ЦИП)

Цифровые измерительные приборы работают по принципу преобразования измеряемого напряжения в электрический код, отображаемый в цифровой форме с помощью цифрового отсчётного устройства (ЦОУ), и могут выводить информацию на внешнее устройство – дисплей или цифропечать.

Преимуществами электронных цифровых измерительных приборов (ЦИП) являются:

- автоматический выбор диапазона измерения;
- автоматический процесс измерения;
- вывод информации в коде на внешние устройства;
- представление результата измерений с высокой точностью.

Поэтому ЦИП широко применяются на главных щитах управления электростанций, крупных подстанциях и диспетчерских пунктах, и, в основном, используются как приборы с цифровой индикацией мощности, частоты, напряжения.

Постоянное совершенствование ЦИП постепенно расширяет их возможности и увеличивает их долю в общем числе приборов для измерений и при эксплуатации, и в аудите, и в энергоснабжении.

При создании ЦИП используют типовые микросэлектронные схемы – триггеры, ключи, логические элементы и т. п., вместе с тем, в зависимости от назначения принципы работы приборов различны. Очевидно, что блок-схема цифрового частотомера существенно отличается от блок-схемы цифрового амперметра, или вольтметра [3,4].

В общем случае *цифровой вольтметр* содержит входное устройство $Bx.U$, аналого-цифровой преобразователь $AЦП$ и цифровое отсчётное устройство $ЦОУ$ (рис. II.4).

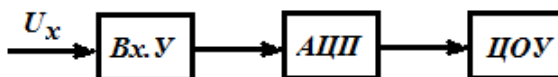


Рис. II.4. Структурная схема цифрового вольтметра

Входное устройство предназначено для создания большого входного сопротивления, изменения пределов измерения и определения полярности входного сигнала.

Аналого-цифровой преобразователь преобразует аналоговую величину в дискретный сигнал в виде электрического кода, пропорционального измеряемой величине. Результат измерения регистрируется на цифровом табло цифрового отсчетного устройства.

Структурная схема цифрового вольтметра с времяимпульсным преобразованием представлена на *рис. II.5*.

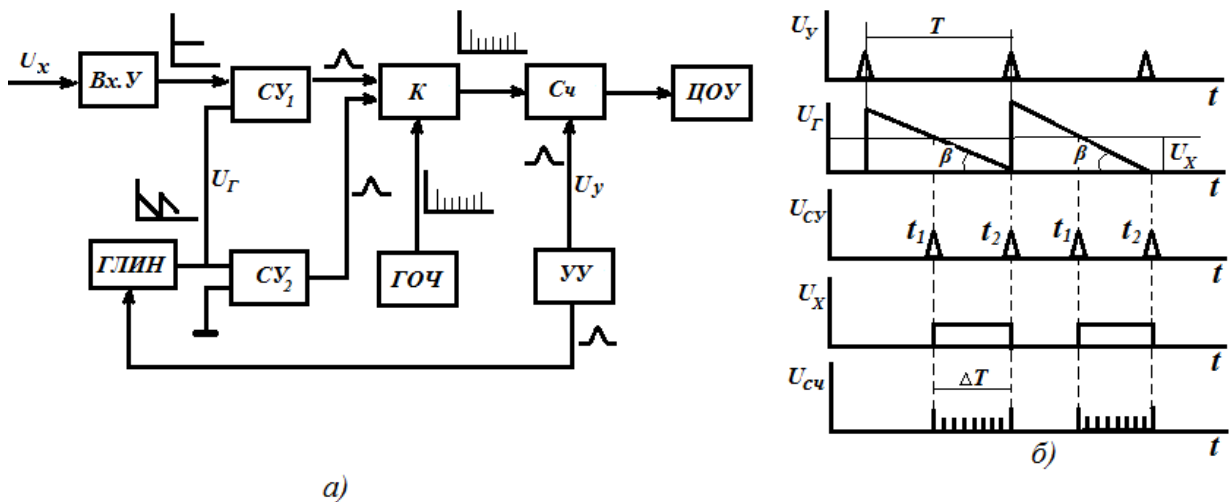


Рис. II.5. Цифровой вольтметр с времяимпульсным преобразованием:
а) – структурная схема; б) – временная диаграмма

Измеряемое напряжение U_x преобразуется в интервал времени ΔT , длительность которого определяется числом заполняющих импульсов генератора образцовой частоты $ГОЧ$. Вольтметр содержит: входное устройство BxY , обеспечивающее высокое входное сопротивление и значения измеряемых сигналов, необходимые для дальнейшего преобразования; управляющее устройство $УУ$, обеспечивающее запуск генератора линейно изменяющегося напряжения $ГЛИН$ и обнуление счетчика $Cч$; сравнивающие устройства CY_1 и CY_2 , вырабатывающие сигналы при равенстве U_x и линейно падающего напряжения U_T , а также при равенстве U_x нулю; ключ K , пропускающий импульсы частоты $f_{ГОЧ} = 1/T_{ГОЧ}$ на

время ΔT с ГОЧ на счетчик импульсов $Cч$, цифровое отсчетное устройство ЦОУ, фиксирующее результат измерения.

Работа цифрового вольтметра поясняется временными диаграммами, представленными на *рис. II.5,б*. Из рисунка видно, что $\Delta T = N \cdot T_{ГОЧ} = N/f_{ГОЧ}$, где N — число импульсов, прошедших в счетчик за время ΔT , а $U_x = \Delta T \operatorname{tg} \beta$.

Множитель $\operatorname{tg} \beta$ численно равен скорости v изменения линейно падающего напряжения. Подставляя ΔT и v в выражение для U , получим

$$U_x = \frac{N}{f_{ГОЧ}} v = kN. \quad (\text{II.1})$$

Таким образом, показания ЦОУ будут пропорциональны значению измеряемого напряжения U_x .

Основные метрологические характеристики цифровых приборов определяются преобразованием непрерывной измеряемой величины в код, так как дальнейшая передача и преобразования кода практически не вносят погрешности.

Уточним основные достоинства цифровых измерительных вольтметров (*рис. II.6*) [5]:

- высокое быстродействие (сотни миллионов измерений в секунду — частота дискретизации измерительного сигнала по времени);
- высокая точность измерений (малые погрешности измерения $(0,1 \div 0,01\%)$ в широком диапазоне измеряемых напряжений $(1 \text{ мкВ} \div 1000 \text{ В})$, обусловленные, при высоком быстродействии, увеличением числа ступеней квантования измерительного сигнала по значению и дискретизацией по времени);
- отсутствие субъективных погрешностей отсчёта, наличием которых, при ограниченной длине шкалы, лимитируется максимально достижимая точность показывающих аналоговых приборов;
- выдача результатов измерений в цифровом виде и возможность документальной регистрации их с помощью цифropечатающих устройств;

- возможность автоматической калибровки и автоматического ввода поправки с целью уменьшения систематических погрешностей измерения;
- возможность ввода измерительной информации в электронно-вычислительные машины и информационно-измерительные системы для автоматической обработки результатов измерения и уменьшения случайных погрешностей.



Рис. II.6. Цифровой вольтметр

К недостаткам относятся:

- необходимость обеспечения высокой линейности преобразования измерительного сигнала (нелинейность преобразования обуславливает «численную погрешность нелинейности», а в случае аналоговых приборов нелинейность преобразователей может быть легко скомпенсирована при градуировке шкалы);
- сложность схем и конструкций, высокая стоимость, меньшая надежность.

Вместе с тем, недостатки относятся к разряду временных, поскольку они легко устраняются в связи с быстрым развитием микроэлектроники.

Наибольшее распространение нашли приборы с времяимпульсным, частотно-импульсным преобразованием и с двухтактным интегрированием.

Наиболее высокими метрологическими показателями обладают цифровые вольтметры с двухтактным интегрированием.

II.1.2. Особенности измерения токов и напряжений промышленной частоты

Приборы магнитоэлектрической системы измеряют постоянный ток либо его среднее значение, приборы электродинамической, ферродинамической, электромагнитной, электростатической и термоэлектрической систем – действующее значение.

Вольтметры и амперметры всех указанных систем в зависимости от входного преобразователя измеряют амплитудное, действующее либо выпрямленное значения [1,6].

Для включения магнитоэлектрических вибраторов при регистрации токов и напряжений в однофазной сети используется схема, представленная на рис. II.7,а и рис. II.7,б

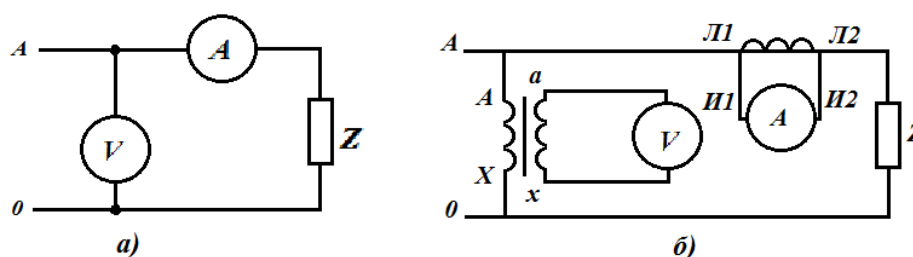


Рис. II.7. Схема включения амперметра и вольтметра в однофазную сеть: непосредственно (а) и через трансформатор (б)

Поскольку трансформаторы тока и напряжения имеют номинальные токи и напряжения вторичных обмоток $5(1) \text{ A}$ и 100 B , то применяются электромагнитные амперметры и вольтметры на такие же пределы токов и напряжений. На амперметрах часто указывается, с каким трансформатором тока по коэффициенту трансформации он должен использоваться [6].

На рис. II.8 – включение амперметров и вольтметров для измерений токов фаз и напряжений фаз в трёхфазную сеть.

Включение амперметров с трансформатором тока позволяет осуществлять замену приборов при замыкании вторичной цепи трансформатора, не нарушая электроснабжения.

Щитовые аналоговые электронные и цифровые приборы для подключения также используют трансформаторы тока и напряжения, хотя могут подключаться и непосредственно в цепях до 1000 B .

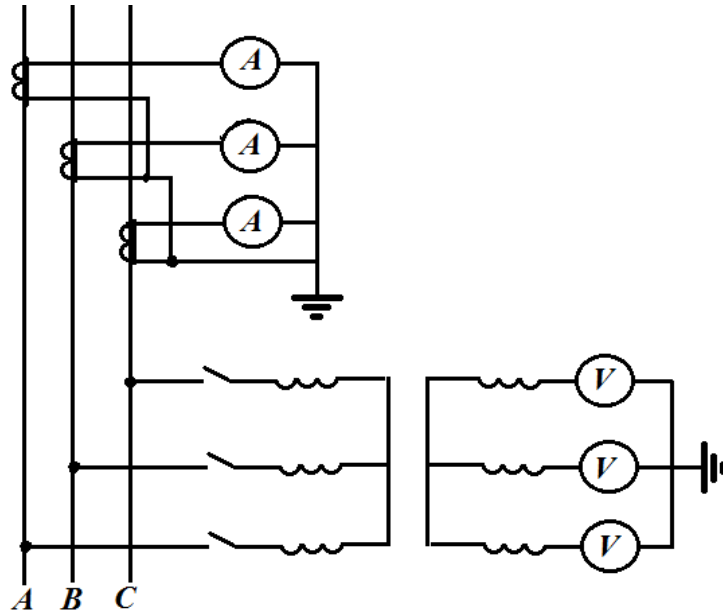


Рис. II.8. Схема включения амперметра и вольтметра в трёхфазную цепь через трансформаторы

Токовые клещи

Бесконтактное измерение токов осуществляется токоизмерительными клещами, показанными на рис. II.9. Они представляют собой разъемный магнитопровод с сечением s и радиусом r_{cp} , охватывающий проводник с током I , причем магнитопровод является трансформатором тока с обмоткой u_1, u_2 и витками ω .

Для такой магнитной цепи, состоящей из магнитопровода l_M и воздушного промежутка l_B с напряженностями поля H_M и H_B , можно записать:

$$I_{\omega} = H_M l_M + H_B l_B. \quad (\text{II.2})$$

При $l_B \ll l_M$, считая, что индукция постоянна по длине магнитопровода, имеем: $B_M = B_B = \mu\mu_0 H_M = \mu_0 H_B$, поэтому $H_B = \mu H_M$.

$$I = H_B l_B \left(1 + \frac{l_M}{\mu l_B}\right) = H_B l_B, \quad (\text{II.3})$$

поскольку $\mu > 10^4$.

Следовательно:

$$E = -\mu\mu_0 s \omega / 2\pi r_{cp} (dI / dt) = CI. \quad (\text{II.4})$$

Ввиду того что ЭДС имеет малую величину, клещи используют в качестве измерительных приборов микроамперметры выпрямительной системы.

Сами по себе токовые клещи никаких измерений не выполняют, они лишь преобразуют одну величину в другую. Для измерения тока обычным амперметром его (или шунт) требуется включить в разрыв цепи, что не только неудобно, но и не всегда возможно.

Токовые клещи позволяют измерять силу тока бесконтактным способом - достаточно охватить ими провод. Широкая гамма этих приспособлений отличается типом датчика (трансформатор тока и/или датчик Холла), видом измеряемого тока (соответственно, переменный и/или постоянный и композитный), величиной измеряемого тока (от 100 мА до 2000 А), рабочим диапазоном частот (обычно 40 Гц - 1 кГц, реже от 0 до 100 кГц), максимальным диаметром охватываемого провода.

Чаще всего токовые клещи встраиваются в мультиметр, но могут выполняться и в виде отдельного приспособления для измерений в труднодоступных местах (рис. II.9).



Рис. II.9. Измерительные токовые клещи

Кроме измерения тока клещи могут использоваться для бесконтактного измерения частоты и мощности в цепях переменного (однофазных или трехфазных) и постоянного тока.

§ II.2. Измерение электрического сопротивления

Как известно, параметрами электрических цепей являются: сопротивление R , емкость C , индуктивность L , взаимная индуктивность M и др.

Для измерения значений этих величин используют разнообразные методы прямого и косвенного измерения.

Электрические сопротивления электротехнических устройств (катушек, резисторов и др.) постоянному току можно условно разделить на малые (до 1 Ом), средние ($1 \div 10^5\text{ Ом}$) и большие (свыше 10^6 Ом).

Для измерения *малых и очень малых* сопротивлений применяют метод амперметра-вольтметра и двойные мосты постоянного тока.

Наиболее часто в практике встречаются устройства, обладающие *средними сопротивлениями*, для измерения которых применяют метод амперметра-вольтметра, омметры, одинарные мосты (неавтоматические с ручным уравниванием и автоматические) и различные *компенсационные методы*.

Для измерения *больших и очень больших* сопротивлений используют мега-омметры и тераомметры.

II.2.1. Метод амперметра—вольтметра

Измерение сопротивления методом амперметра—вольтметра (рис. II.10) является наиболее простым косвенным методом измерения малых и средних сопротивлений R .

Схему рис. II.10,а рекомендуется применять при измерении *малых* сопротивлений, так как в этом случае ток $I_A \sim I_R$ ввиду того, что вольтметр, как правило, обладает большим сопротивлением и ток $I_V < I_R$.

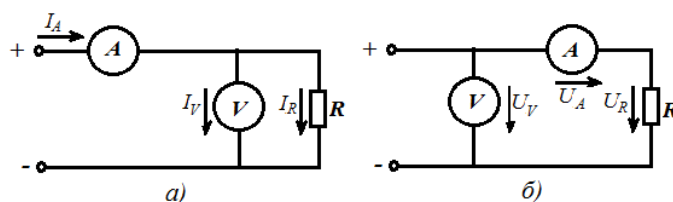


Рис. II.10. Схемы измерения методом амперметра-вольтметра:
а - малых сопротивлений; *б* – средних сопротивлений

Схему рис. II.10,б преимущественно применяют при измерении средних сопротивлений, так как в этом случае напряжение $U_V \sim U_R$ ввиду того, что амперметр обладает малым сопротивлением и напряжение $U_A \ll U_R$.

Измеренное сопротивление $R_{изм}$ определяют по показаниям вольтметра U_V и амперметра I_A для обеих схем из соотношения

$$R_{изм} = U_V / I_A. \quad (II.5)$$

Однако вследствие влияния внутренних сопротивлений приборов измерение методом амперметра - вольтметра сопряжено с методической погрешностью: сопротивление $R_{изм}$, вычисленное из (36) будет отлично от его фактического значения R_x .

При точных измерениях необходимо знать внутренние сопротивления приборов и вносить соответствующие поправки в результат измерения. Погрешность не превысит 1%, если для схемы рис. II.10,а выбрать вольтметр с сопротивлением $R_V > 100 \cdot R_x$ и для схемы рис. II.10,б амперметр с сопротивлением $R_A < 100 R_x$.

Пример. Записать формулы для R_x и погрешностей измерения δ_R для схем рис. II.10.

Ответ. Для схемы рис. II.10,а $R_x = U_x / I_x = U / (I_A - I_V) = (U / I_A) / (1 - I_V / I_A) = R_{изм} / (1 - I_V / I_A)$; $I_A = U / R_{изм}$; $I_V = U / R_V$, отсюда $R_x = R_{изм} / (1 - R_{изм} / R_V)$. Относительная погрешность измерения $\delta_R = (R_{изм} - R_x) / R_x = - R_{изм} / (R_V + R_{изм}) = - R_{изм} / R_V$.

Для схемы рис. II.10,б $R_{изм} = U_V / I_A = (U_A + U_x) / I_A = R_A + R_x$, откуда $R_x = R_{изм} - R_A$. Относительная погрешность измерения $\delta_R = (R_{изм} - R_x) / R_x = R_A / (R_{изм} - R_A) \sim R_A / R_{изм}$.

II.2.2. Измерение сопротивления с помощью омметра

Омметры

Представляют собой приборы, предназначенные для прямого измерения сопротивления.

На рис. II.11,а приведена схема одного из типов омметров. Он состоит из магнитоэлектрического измерительного механизма, шкала которого проградуирована в омах (Ω), источника питания с напряжением U , добавочного резистора R_d и имеет выходные зажимы AB , к которым

присоединяют объект измеряемым сопротивлением R_x . Ток в цепи измерителя $I = U/(R_d + R_{и} + R_x)$, где R_d , $R_{и}$, R_x - сопротивления добавочного резистора, измерителя и измеряемого объекта соответственно. Угол отклонения стрелки

$$\alpha = S_I I = S_I U \frac{1}{R_d + R_{и} + R_x}, \quad (\text{II.6})$$

где S_I - чувствительность измерителя по току.

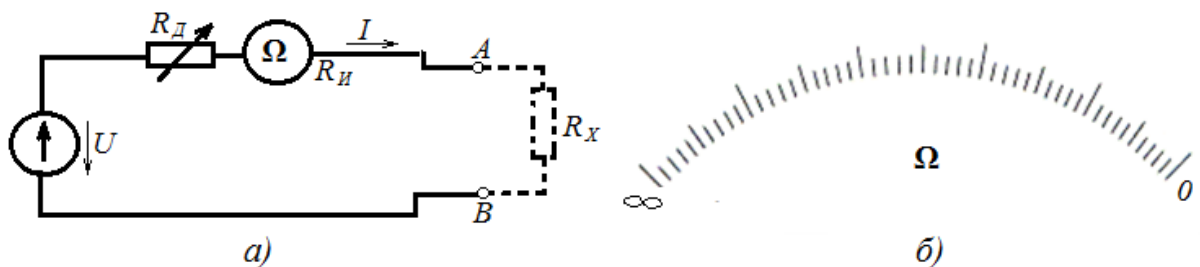


Рис. II.11. Измерение электрического сопротивления омметром:
а – схема прибора с последовательной цепью; б – шкала прибора

При разомкнутых зажимах AB ($R_x = \infty$) угол отклонения $\alpha = 0$, при замкнутых зажимах AB ($R_x = 0$) угол отклонения α максимальный, поэтому шкала у данного омметра обратная - нулевая отметка расположена не слева, как обычно, а справа (рис. II.11, б).

Омметры удобны в практике, но имеют большую погрешность (класс точности 2,5) из-за неравномерности шкалы и нестабильности напряжения источника питания (батарея гальванических элементов). Для устранения последнего недостатка в омметрах используют логометрический измерительный механизм. В качестве примера ниже рассмотрен такой омметр, используемый для измерения больших сопротивлений.

Рассмотрим *мостовой метод измерения*. Измерительное устройство, выполненное по мостовой схеме (рис. II.12) и позволяющее измерять электрические сопротивления методом сравнения, называют *измерительным мостом*. На рис. II.12 представлена электрическая схема *одинарного моста* постоянного тока, содержащая четыре плеча и две диагонали.

Разновидностями мостов постоянного тока являются *одинарные* (четырёхплечие) *двойные* (шестиплечие) мосты, как *уравновешенные*, так и *неуравновешенные*. Мосты выполняются с ручным и автоматическим уравновешиванием. Наиболее широкое применение имеют одинарные уравновешенные мосты.

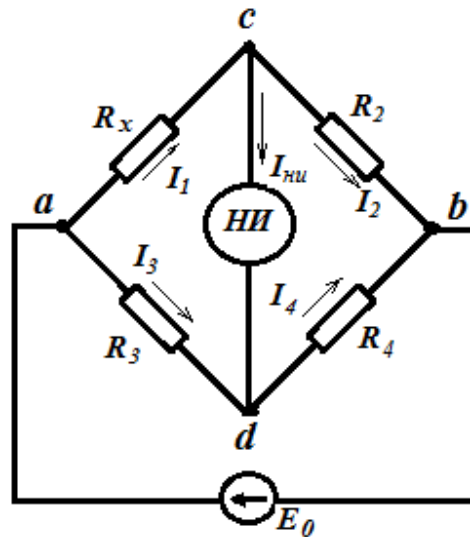


Рис. II.12. Схема одинарного уравновешенного моста постоянного тока

В одно плечо моста включается объект с измеряемым сопротивлением R_x , а три других плеча образованы резисторами с сопротивлениями R_2 , R_3 и R_4 . В одну диагональ моста (между узлами a и b) включается источник питания с э.д.с. E_0 , а в другую (узлы c и d) — нулевой индикатор $НИ$, играющий в цепи моста роль указателя равновесия моста. Когда потенциалы точек c и d моста равны между собой, ток в нулевом индикаторе $I_{ни}=0$. Мост в этом режиме находится в состоянии равновесия, т. е. признаком равновесия моста является нулевое отклонение указателя $НИ$. При этом справедливы соотношения $I_1=I_2$, $I_3=I_4$, $R_x I_1 = R_3 I_3$ и $R_2 I_2 = R_4 I_4$.

Разделив почленно два последних уравнения друг на друга и учтя равенства токов, получим

$$R_x/R_2 = R_3/R_4, \quad (\text{II.7})$$

откуда получаем уравнение равновесия моста:

$$R_x \cdot R_4 = R_2 \cdot R_3, \quad (\text{II.8})$$

то есть: «Произведения сопротивлений элементов, включенных в противоположные плечи уравновешенного моста, равны друг другу».

Добившись равновесия моста путем регулирования сопротивлений резисторов в плечах, записывают их значения и вычисляют искомое значение сопротивления R_x :

$$R_x = R_2 R_3 / R_4. \quad (\text{II.9})$$

Плечо R_2 называют плечом сравнения, а плечи R_3 и R_4 — плечами отношения.

Одинарный мост служит для измерений только *средних* сопротивлений, *малые* и *большие* сопротивления измерять им не рекомендуется. Нижний предел ($1 \div 10$ Ом) измерения моста ограничен влиянием сопротивлений соединительных проводов и переходных контактов, которые неизбежно включаются в плечо *ac* последовательно с измеряемым объектом R_x . Верхний предел ($10^5 \div 10^6$ Ом) измерения моста ограничен шунтирующим действием токов утечки.

Пример. Определить погрешность измерения малого сопротивления $R_x = 0,1$ Ом одинарным мостом (рис. II.13) представлена электрическая схема одинарного моста постоянного тока, содержащая четыре плеча и две диагонали, если сопротивление одного соединительного провода $R_{np} = 0,01$ Ом, переходным сопротивлением контактов можно пренебречь.

Ответ. Суммарное сопротивление плеча *ac* $R_{ac} = R_x + 2R_{np} = 0,1 + 0,02 = 0,12$ Ом. Относительная погрешность измерения

$$\gamma_R \% = \frac{2R_{np}}{R_x} 100 = \frac{0,02}{0,1} 100 = 20\%, \quad (\text{II.10})$$

что является недопустимым.

Для измерения малых сопротивлений служат двойные мосты, а для измерения сопротивлений в диапазоне $10^9 \div 10^{16}$ Ом — специальные мосты.

Наряду с рассмотренным уравновешенным мостом в измерительной практике используют также *неуравновешенные* мосты, которые получили широкое применение при контроле различных электрических и неэлектрических величин.

Неуравновешенным называют мост, в котором процесс уравнивания не доводится до конца и на диагонали cd моста остается небольшое напряжение U_{cd} .

В режиме холостого хода моста (при разомкнутых зажимах cd)

$$U_{cdx} = R_3 I_{3x} - R_x I_{1x} = R_3 \frac{E}{R_3 + R_4} - R_x \frac{E}{R_x + R_2} = E \left(\frac{R_3}{R_3 + R_4} - \frac{R_x}{R_x + R_2} \right)$$

или

$$U_{cdx} = E \left(\frac{1}{1 + R_4 / R_3} - \frac{1}{1 + R_2 / R_x} \right). \quad (\text{II.11})$$

На основании последнего уравнения построен график зависимости U_{cdx} от R_x (рис. II.13), из которого видно, что вблизи положения равновесия зависимость $U_{cdx}(R_x)$ имеет почти линейный характер:

$$U_{cdx(0)} = k R_x. \quad (\text{II.12})$$

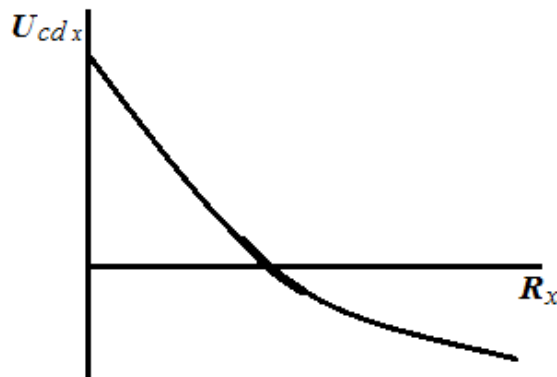


Рис. II.13. График зависимости выходного напряжения неуравновешенного моста от значения измеряемого сопротивления

По показаниям выходного прибора, включенного в диагональ cd , судят о значении измеряемого сопротивления R_x или функционально связанной с ним неэлектрической величины.

Кроме мостов с ручным уравниванием в измерениях применяют основанные на том же принципе *автоматические аналоговые* или *цифровые мосты*. Они позволяют непрерывно следить за изменениями измеряемого параметра и даже осуществлять его регулирование.

На рис. II.14 в качестве примера приведена принципиальная схема аналогового автоматического моста для измерения температуры.

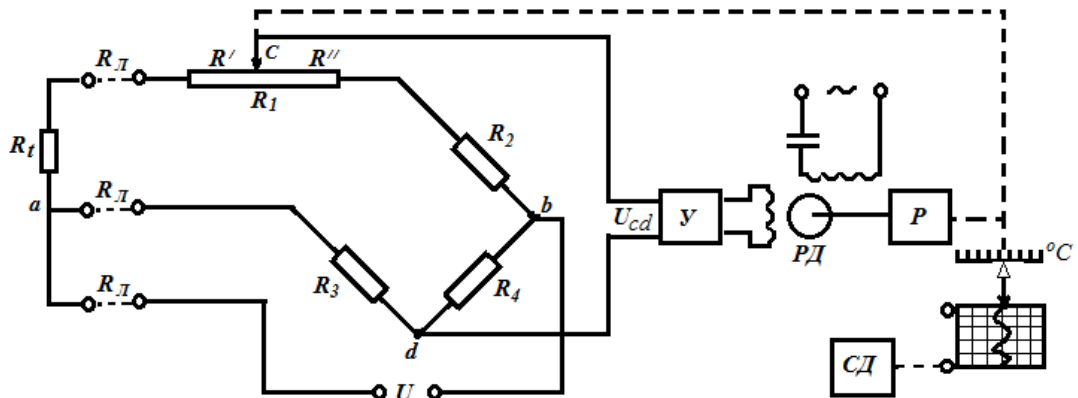


Рис. II.14. Схема автоматического моста

Мост содержит четыре плеча. В первое плечо ac включен чувствительный элемент R_t (терморезистор) первичного преобразователя температуры.

С изменением температуры значение сопротивления R_t изменяется. Это сопротивление измеряют мостом и по нему судят о температуре. Терморезистор R_t помещен в исследуемую среду, удаленную на известное расстояние от моста. Последовательно с R_t в это же плечо включены провод линии с сопротивлением $R_л$, и часть резистора R моста с сопротивлением R' . Плечо cb содержит резистор R_2 и часть резистора R с сопротивлением R'' , плечо ad - резистор R_3 и провод линии с сопротивлением $R_л$, плечо db - резистор R_4 . От узла a третий провод линии с сопротивлением $R_л$ подводится к источнику питания моста. Такое трехпроводное включение удаленного объекта позволяет значительно снизить влияние сопротивлений $R_л$ длинных проводов линии.

Автоматизация процесса уравнивания моста обеспечивается механической следящей системой, которая включает в себя нулевой усилитель $У$, реверсивный двигатель $РД$ и редуктор $Р$, воздействующий на движок $С$ резистора R через механическую связь (показана пунктиром). При $U_{cd} \neq 0$ двигатель $РД$ перемещает через редуктор $Р$ движок $С$ и одновременно указатель выходного прибора. В качестве последнего обычно используют самописцы (см. § I.4).

Следящая система будет обрабатывать процесс уравнивания моста до тех пор, пока U_{cd} не станет равным нулю. С изменением температуры в измеряемой среде произойдет изменение сопротивления терморезистора R_t , мост будет выведен из состояния равновесия, что вызовет появление напряжения небаланса моста U_{cd} , и следящая система вступит в действие.

Наряду с аналоговыми автоматическими мостами все большее применение находят цифровые автоматические мосты.

Компенсационный метод измерения позволяет измерять малые и средние сопротивления с наивысшей точностью. На *рис. II.15* приведена схема измерительной цепи, включающая потенциометр постоянного тока, переключатель на две позиции, образцовый резистор R_0 , источник питания E и объект с измеряемым сопротивлением R_x .

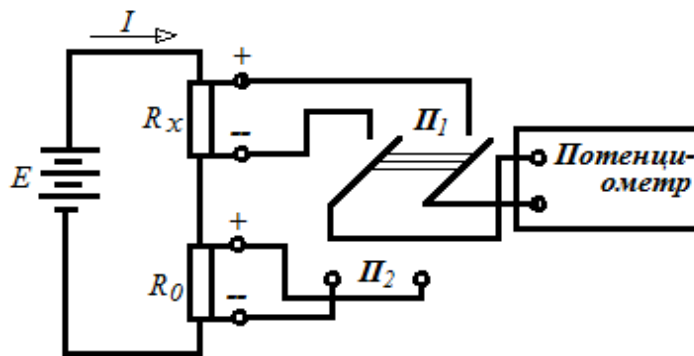


Рис. II.15. Измерение сопротивления потенциометром

Проводя измерения при двух положениях переключателя и одном и том же значении тока с элементов R_0 и R_x ($I = \text{const}$), определяют $U_{П1} = R_x I$ и $U_{П2} = R_0 I$ - Искомое значение сопротивления вычисляют из выражения

$$R_x = R_0 \frac{U_{П1}}{U_{П2}}. \quad (\text{II.13})$$

II.2.3. Логометры

Неуравновешенные мосты позволяют ускорить процесс измерения, однако они отличаются меньшей точностью по сравнению с уравновешенными мостами. В качестве выходного прибора в них часто

используют логометр, с тем, чтобы результаты измерения не зависели от нестабильности источника питания.

Электродинамический логометр

Электродинамические приборы - наиболее точные электроизмерительные приборы, применяемые для определения действующих значений тока и напряжения в цепях переменного и постоянного тока, принцип действия которых основан на механическом взаимодействии двух проводников при протекании по ним электрического тока.

Прибор состоит из измерительного преобразователя, преобразующего измеряемую величину в переменный или постоянный ток, и измерительного механизма электродинамической системы (рис. II.16).

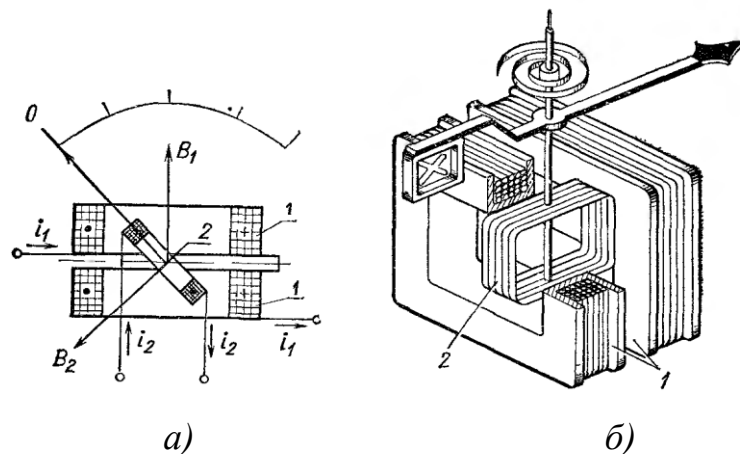


Рис. II.15. Типовой механизм электродинамического прибора

Наиболее распространены электродинамические приборы с неподвижной катушкой 1, внутри которой на оси со стрелкой расположена подвижная катушка 2. Вращающий момент на оси возникает в результате взаимодействия токов в обмотках катушек 1 и 2 и пропорционален произведению действующих значений этих токов. Уравновешивающий момент создаёт пружина, с которой связана ось. При равенстве моментов стрелка останавливается.

При последовательном соединении обмоток катушек угол поворота стрелки пропорционален квадрату измеряемой величины. Такое включение

обмоток применяется в электродинамических приборах для измерения напряжения и силы тока (Вольтметры и Амперметры). Электродинамические измерительные механизмы используют также для измерения мощности (Ваттметры). При этом через неподвижную катушку пропускают ток, пропорциональный току, а через подвижную - ток, пропорциональный напряжению в измеряемой цепи. Показания прибора пропорциональны активному или реактивному значению электрической мощности. В случае исполнения электродинамических механизмов в виде Логометров их применяют как частотомеры, фазометры и фарадометры.

Электродинамические приборы изготавливают главным образом переносными приборами высокой точности - классов 0,1; 0,2; 0,5.

Разновидностью электродинамических приборов является ферродинамический прибор, в котором для усиления магнитного поля неподвижной катушки применяют магнитопровод из ферромагнитного материала. Такие приборы предназначены для работы в условиях вибрации, тряски и ударов. Класс точности ферродинамических приборов 1,5 и 2,5.

Магнитоэлектрический логометр

Прибор для измерения отношения сил двух электрических токов. Принцип действия *логометра* основан на том, что направленные встречно вращающиеся моменты, возникающие вследствие воздействия на подвижную часть *логометра* величин, входящих в измеряемое отношение, уравниваются при отклонении подвижной части на некоторый угол (*рис. II.16*).

Подвижную часть *магнитоэлектрического логометра* образуют две скрепленные под углом рамки, токи к которым подводятся через безмоментные спирали (*рис. II.16,а*). Находясь в поле постоянного магнита рамки стремятся повернуться в направлении действия большего момента, и подвижная часть отклоняется до тех пор, пока моменты не уравновесятся.

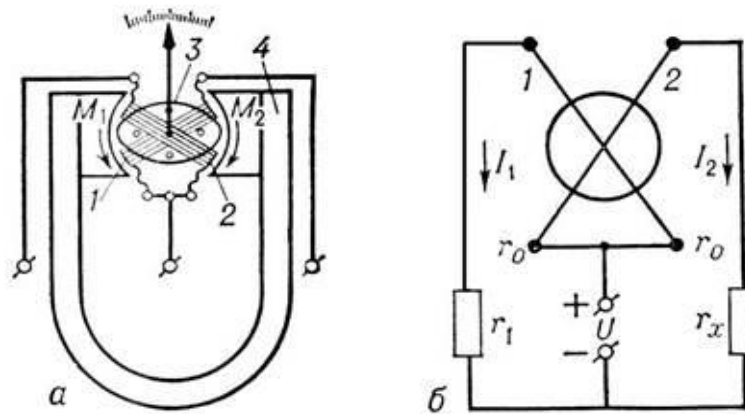


Рис. II.16. Устройство магнитоэлектрического логометра (а) и схема омметра с логометром (б):

M_1 , M_2 - вращающие моменты; I_1 , I_2 - токи в цепях омметра; - источник питания; r_0 — сопротивление рамок логометра; r_1 — омическое сопротивление; r_x — измеряемое сопротивление; 1, 2 — рамки логометра; 3 — сердечник; 4 — постоянный магнит

Магнитоэлектрические логометры широко применяются в различных схемах для измерения электрических величин: емкости, индуктивности, сопротивления. Например, при использовании логометра в омметре (рис. II.16,б) угол α , на который отклоняется подвижная часть логометра, зависит только от отношения сил токов I_1 и I_2 ,

$$\alpha = f\left(\frac{I_1}{I_2}\right) = f\left(\frac{r_x + r_0}{r_1 + r_0}\right)$$

т. е. при постоянных r_0 и r_1 отклонение подвижной части пропорционально измеряемому сопротивлению. Шкала логометра градуируется непосредственно в омах (Ом).

Магнитоэлектрические логометры с подвижными рамками выполняются двух типов: логометры связанного типа, в которых рамки, сдвинутые на определенный угол, вращаются в одном и том же магнитном поле, и логометры несвязанного типа, в которых рамки действуют в различных зонах одного магнитного зазора или каждая в своем воздушном зазоре.

Магнитоэлектрические логометры могут работать только на постоянном токе, а измерение сопротивления заземлителей во избежание явления поляризации должно производиться на переменном токе.

Магнитоэлектрические логометры применяют наиболее часто в качестве приборов для непосредственного измерения сопротивлений в виде омметров и мегомметров.

Мегаомметры

Мегаомметр (рис. II.17) представляет собой омметр, предназначенный для измерения больших сопротивлений (до 10^9 Ом). Он состоит из логометрического измерительного механизма и небольшого генератора постоянного напряжения 500 и 1000 В, приводимого в действие рукой. Для устранения утечек тока отдельные элементы прибора экранированы, экраны присоединены к специальному зажиму Э (экран). Для измерения сопротивлений, превышающих 10^9 Ом , используют электронные приборы, называемые *тераомметрами*.

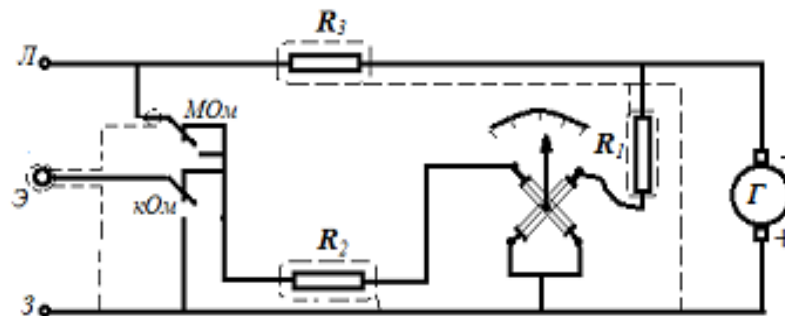


Рис. II.17. Схема измерительной цепи мегаомметра

§ II.3. Измерение индуктивности, взаимной индуктивности и емкости

Для измерения индуктивности L , взаимной индуктивности M и емкости C применяют приборы непосредственной оценки и приборы сравнения.

Индуктивность L катушки как пассивного двухполюсника определяют косвенным методом с помощью амперметра, вольтметра и ваттметра или резонансным методом. При более точных измерениях пользуются мостовым методом. Взаимную индуктивность M проще всего определить индукционным методом, ее можно измерить с помощью моста.

Емкость C измеряют прибором непосредственной оценки, называемым фарадметром, или мостовым методом.

Рассмотрим некоторые из этих методов, наиболее распространенные на практике: сначала методы непосредственной оценки, а затем методы сравнения.

II.3.1. Метод амперметра-вольтметра-ваттметра

При определении параметров пассивных двухполюсников переменного тока промышленной частоты данный метод является достаточно удобным и доступным для практики технических измерений (рис. II.18).

Результаты измерений действующих тока I , напряжения U и активной мощности P позволяют вычислить полное сопротивление двухполюсника $Z_x = U/I$, активное сопротивление $R_x = P/I^2$, реактивное сопротивление

$$X = \sqrt{Z_x^2 - R_x^2}. \quad (\text{II.14})$$

Если измеряемым объектом является индуктивная катушка, то искомая индуктивность

$$L = X_L/\omega. \quad (\text{II.15})$$

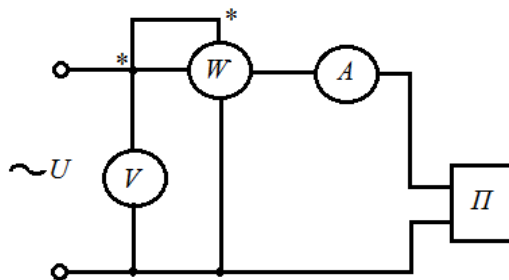


Рис. II.18. Схема измерения параметров пассивного двухполюсника в цепи переменного тока методом амперметра—вольтметра—ваттметра

II.3.2. Резонансный метод

Более точно по сравнению с методом *амперметра-вольтметра-ваттметра* (рис. II.19) позволяет измерить индуктивность катушки L *резонансный метод*.

Изменяя емкость конденсатора C , добиваются максимального значения тока в цепи, что соответствует режиму резонанса напряжений [6]. Тогда искомая индуктивность определяется как:

$$L = 1/\omega^2 C. \quad (\text{II.16})$$

Частота источника питания ω предполагается известной.

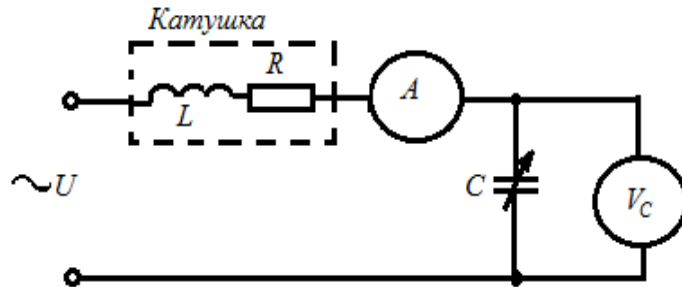


Рис. II.19. Измерение индуктивности катушки резонансным методом

По схеме, аналогичной приведенной на рис. II.18, построен прибор, называемый *куметром* и предназначенный для определения *добротности* катушки [6]:

$$Q = X_L R = U_C / U, \quad (\text{II.17})$$

где U_C — напряжение на конденсаторе в резонансном режиме; U — напряжение на входе прибора.

II.3.3. Индукционный метод

Служит для косвенного измерения взаимной индуктивности M двух обмоток. Для этого в схеме рис. II.20 измеряют ток I_X в цепи первичной обмотки ω_1 , подключенной к источнику питания, и напряжение U_{2X} на зажимах разомкнутой вторичной обмотки ω_2 . Сопротивление вольтметра должно быть выбрано достаточно большим, чтобы обеспечить режим, близкий к холостому ходу для вторичной обмотки, при котором напряжение

U_{2x} , измеренное вольтметром, было близко к значению э.д.с. взаимной индукции E_m , наведенной на концах обмотки ω_2 магнитным потоком, созданным током I_1 .

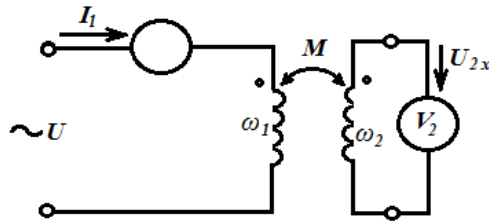


Рис. II.20. Схема измерения взаимной индуктивности катушек индукционным методом

Взаимная индуктивность определяется выражением

$$M = U_{2x}/\omega I_1, \quad (\text{II.18})$$

где ω — частота источника питания.

II.3.4. Фарадометр

Является прибором прямого действия, позволяющим непосредственно по шкале определить искомое значение емкости C_x . В этом приборе используется электродинамический логометр (рис. II.21).

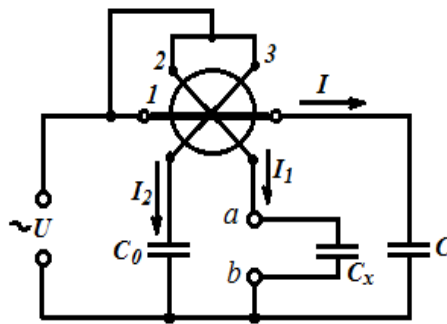


Рис. II.21. Схема измерения емкости с помощью электродинамического фарадометра

§ II.4. Приборы и методы измерения исследование формы сигналов

Если мы говорим о приборах для измерения параметров электротехнического оборудования, то первое, что приходит в голову, это, как правило, осциллограф или логический анализатор [6].

Однако, важно понимать, что эти приборы способны выполнять измерения лишь в том случае, если на них поступает сигнал. Более того, можно привести множество примеров, когда исследование устройства невозможно, пока не будет подан внешний сигнал.

Например, тензометрический усилитель не создает сигнал – он просто усиливает сигнал, поступающий от датчика. Аналогичным образом, подключенный к цифровой шине адреса мультиплексор, не является источником сигналов; он лишь перенаправляет сигнальный трафик, поступающий от счетчиков, регистров и других элементов. Вместе с тем, усилители и мультиплексоры обязательно должны тестироваться до того, как они начнут работать в составе соответствующей системы, но, чтобы использовать регистрирующий прибор для оценки поведения таких устройств, нужно подать им на вход воздействующий сигнал.

Приведем еще один пример. Инженерам нужно измерить характеристики разрабатываемой схемы и убедиться, что она соответствует требованиям технического задания во всем рабочем диапазоне и за его пределами. Такое измерение называется испытанием в предельно допустимых режимах. Такая измерительная задача требует законченного решения – решения, обеспечивающего не только измерение, но и создание необходимых сигналов.

Набор приборов для исследования (измерения) характеристик цифровых схем отличается от приборов, применяемых для исследования аналоговых или смешанных сигналов, но в любом случае такой набор предполагает наличие источников сигнала и регистрирующих приборов. Иными словами, для большинства измерений требуется решение, состоящее из генератора сигналов и регистрирующего прибора.

II.4.1. Методы и приборы генерации сигналов

Существует несколько способов создания сигналов с помощью генераторов. Выбор метода зависит от имеющейся информации о

исследуемом устройстве и от его входных характеристик, а также от того, нужно ли вносить в сигнал искажения или ошибки и т.п. Современные производительные генераторы предлагают, как минимум, три способа получения сигналов:

- Создание: создание совершенно новых сигналов для моделирования и тестирования
- Репликация: синтез недоступных реальных сигналов (захваченных с помощью осциллографа или логического анализатора)
- Генерация: создание идеальных или искаженных опорных сигналов для промышленных стандартов с указанными допусками

Генератор сигнала, или источник сигнала, представляет собой источник воздействующего сигнала, который в паре с регистрирующим прибором позволяет создать законченное измерительное решение. Эти два прибора окружают исследуемое устройство (ИУ) с двух сторон – со стороны входа и со стороны выхода и в зависимости от конфигурации, генератор сигналов может создавать воздействующие сигналы в виде аналоговых сигналов, цифровых последовательностей, модулированных сигналов, преднамеренных искажений, шума и многого другого. В этой связи, для выполнения эффективных измерений в ходе разработки, определения характеристик или диагностики разнообразных устройств, важно правильно выбрать сигнал с нужными характеристиками и нужной формы [7].

Генератор сигналов функционирует в полном соответствии со своим названием: генерирует сигналы, используемые в качестве воздействующих сигналов в ходе измерений параметров электронных устройств. Большинству схем требуется входной сигнал с изменяющейся во времени амплитудой. Такой сигнал может быть истинным биполярным сигналом переменного тока I (пиковые значения которого попеременно поднимаются выше или опускаются ниже нулевого уровня), или он может колебаться относительно некоторого уровня постоянного напряжения (положительного или отрицательного).

Форма сигнала может представлять собой синусоиду или другую периодическую функцию, цифровой импульс, двоичную последовательность или полностью произвольную форму. Обычно под сигналом «переменного тока» понимается сигнал, принимающий положительные и отрицательные значения относительно уровня 0 В и, следовательно, изменяющий направление тока один раз за период. Однако, как это показано на *рис. II.22* генератор способен создавать переменный изменяющийся во времени сигнал любой формы, независимо от его привязки к нулевому уровню.

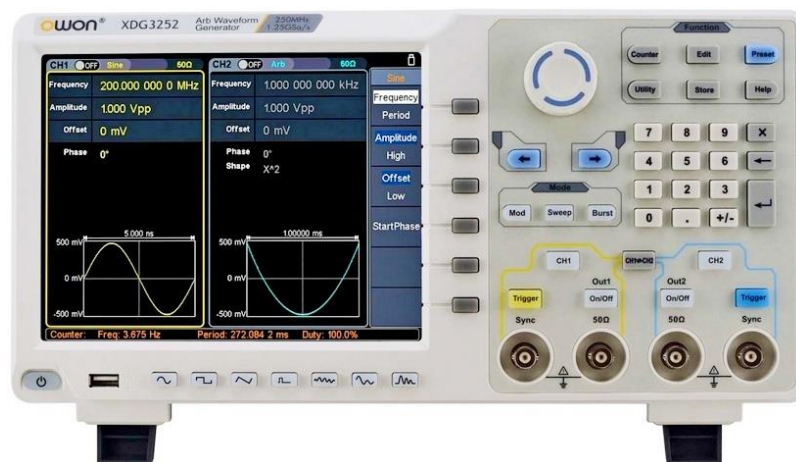


Рис. II.22. Генератор сигналов специальной формы

Например, сигнал, колеблющийся между уровнями $+1\text{ В}$ и $+3\text{ В}$, считается сигналом переменного тока, несмотря на то, что ток всегда течет в одном и том же направлении. Большинство генераторов могут генерировать сигналы, колеблющиеся относительно нулевого уровня (истинные сигналы переменного тока), или сигналы со смещением (с постоянной составляющей).

Генератор сигналов может создавать «идеальные» сигналы или добавлять к сигналу известные искажения (или ошибки) нужной величины и типа (*рис. II.22*). Эта возможность является одним из главных достоинств генератора сигналов, поскольку часто невозможно создать предсказуемые искажения в нужном месте и в нужное время с помощью самой исследуемой схемы. Реакция исследуемого устройства на эти искажения демонстрирует его способность работать в неблагоприятных условиях, выходящих за пределы нормального режима [8].

Генераторы могут использовать стандартные, созданные пользователем или захваченные сигналы, при необходимости добавляя искажения для специальных случаев тестирования.

II.4.2. Основные применения генератора сигналов

Генераторы сигналов находят сотни разных применений, но в контексте электронных измерений их можно разбить на три основные категории: проверка, измерение характеристик и тестирование в предельных режимах. Ниже приведены некоторые примеры такого применения (рис. II.23).

Проверка

Тестирование цифровых модульных передатчиков и приемников разработчиками новых передатчиков и приемников для беспроводных устройств приходится имитировать модулирующие сигналы IQ – идеальные и с искажениями – для проверки соответствия новым или специализированным стандартам беспроводной связи.

Некоторые генераторы сигналов произвольной формы могут создавать необходимые для этого сигналы с малыми искажениями и высоким разрешением со скоростями до 1 Гбит/с по двум независимым каналам – один для сигнала « I », а другой для сигнала « Q ».

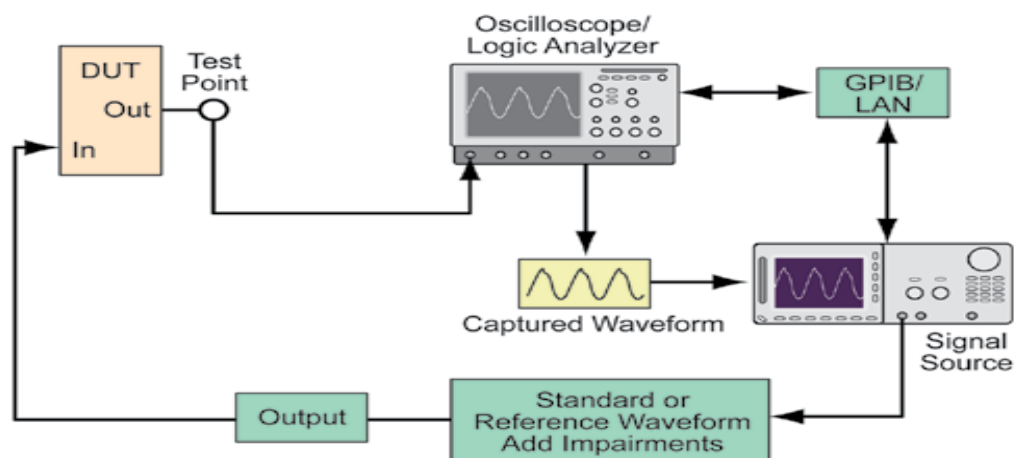


Рис. II.23. Пример применения генератора сигналов для проверки соответствия стандартам беспроводной связи

Иногда для тестирования приемника нужен реальный ВЧ сигнал. В этом случае, для прямого синтеза такого сигнала можно использовать генераторы сигналов произвольной формы с частотой дискретизации до 200 Гигавыборок/с.

Тестирование ЦАП и АЦП.

Вновь разрабатываемые цифро-аналоговые (ЦАП) и аналогоцифровые (АЦП) преобразователи необходимо подвергать всестороннему тестированию для определения пределов линейности, монотонности и искажений. Современные генераторы специальных сигналов (см. рис. II.22) могут создавать одновременно синфазные аналоговые и цифровые сигналы для таких устройств со скоростями до 1 Гбит/с.

Тестирование коммуникационных приемников в предельных режимах

Инженерам, работающим с последовательными цифровыми потоками (широко применяемыми в цифровых коммуникационных шинах и усилителях дисковых накопителей), нужно подавать на такие устройства искаженные сигналы, в частности, сигналы с джиттером и с нарушенными временными соотношениями.

Хорошие генераторы сигналов могут избавить инженера от долгих часов расчетов, предлагая эффективные встроенные средства создания и редактирования джиттера. Эти приборы могут смещать фронты сигналов на столь малые величины, как 200 фс (0,2 пс) .

II.4.3. Формы и характеристики колебаний

«Форму колебаний» можно определить, как последовательность изменяющихся значений, повторяющуюся с определенной периодичностью. В природе колебания встречаются на каждом шагу: звуковые колебания, биотоки мозга, океанские волны, световые волны, колебания напряжения и многое другое. Все они представляют собой периодически повторяющиеся процессы.

Что касается электротехники и электроники, то сигналы представляют собой электрические колебания (как правило, колебания напряжения), которые повторяются с заданной периодичностью.

Сигналы могут иметь всевозможные формы. В большинстве электронных приборов используются сигналы одной или нескольких описанных ниже форм, зачастую с добавлением шума или искажений:

- Синусоидальные сигналы.
- Меандры и прямоугольные сигналы.
- Пилообразные и треугольные сигналы.
- Перепады и импульсные сигналы.
- Сложные сигналы.

Синусоидальные сигналы, вероятно, самые узнаваемые из всех сигналов. Большинство источников питания переменного тока вырабатывают именно синусоидальные сигналы. В обычных бытовых электрических розетках в домах присутствует напряжение синусоидальной формы. И практически всегда синусоидальные сигналы используются для демонстрации законов электротехники в учебных лабораториях. *Синусоидальный сигнал* описывается простой математической функцией – его форму идеально определяет кривая « $\sin x$ » в пределах 360 градусов.

Меандры и прямоугольные сигналы являются базовыми сигналами, составляющими основу всей цифровой электроники, хотя, конечно, они находят применение и в других областях. Сигнал *меандр* представляет собой напряжение, переключающееся между двумя фиксированными уровнями через равные интервалы времени. Обычно такие сигналы используются для проверки усилителей, которые должны обрабатывать быстрые переходы между двумя уровнями напряжения (т.е. описанные ранее фронты и спады импульсов). Меандр является идеальным сигналом тактовой частоты для цифровых систем – компьютеров, беспроводных коммуникационных устройств, систем ТВ высокой четкости и многих других систем. Сигнал *прямоугольной формы* аналогичен по характеристикам меандру, за

исключением того, что интервалы высокого и низкого уровня не равны между собой, как описано ранее в пояснении термина «коэффициент заполнения».

Пилообразные и *треугольные* сигналы очень похожи на те геометрические формы, от которых произошли их названия. *Пилообразный* сигнал в каждом периоде линейно нарастает до пикового значения и затем мгновенно спадает. *Треугольный* сигнал имеет сопоставимые времена нарастания и спада. Часто такие сигналы используются для управления другими напряжениями, например, в аналоговых осциллографах и телевизорах.

Примеры указанных сигналов приведены на *рис. II.24*.

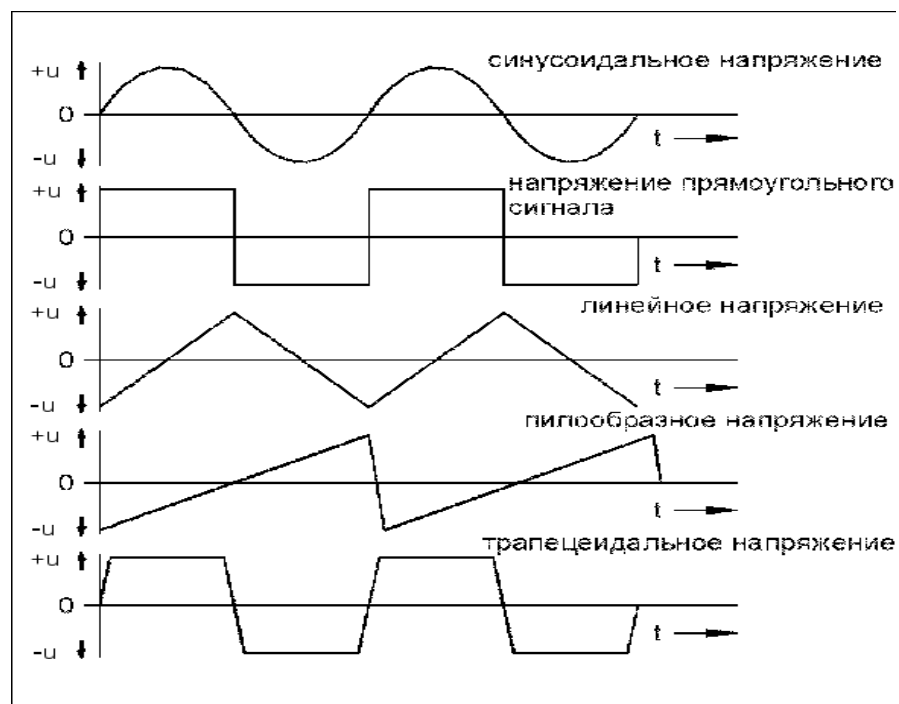


Рис. II.24. Примеры диаграмм волн напряжений различной формы

Форма колебаний является графическим представлением волнового процесса – изменения его во времени.

Время полного повторения волны называется «периодом».

Основными характеристиками гармонических колебаний являются амплитуда, частота и фаза. На *рис. II.25* приведена форма волны электрического напряжения в сети переменного тока.



Рис. II.25. Схема гармонического сигнала

Амплитудой сигнала называют размах или максимальное значение переменной величины.

Частота характеризует скорость повторения периодического сигнала. Частота измеряется в Герцах (Гц), или в периодах в секунду. Частота является обратной величиной от периода колебаний, который равен времени между двумя аналогичными значениями в соседних колебаниях (см. *рис. II.25*). Чем выше частота, тем меньше период.

Фаза колебаний характеризует положение начала периода колебаний по отношению к точке 0 градусов. Практически, фазой называют смещение начала периода колебания по отношению к опорному колебанию или опорной метке времени. Проще всего объяснить понятие фазы на примере синусоидального сигнала. Уровень напряжения синусоидального сигнала математически связан с круговым движением. Подобно полному обороту, один период синусоиды равен 360 градусам. Фазовый угол синусоиды описывает прошедшую часть полного периода.

Два сигнала могут иметь одинаковую частоту и амплитуду, но отличаться по фазе. Сдвиг фазы (известный так же, как задержка) описывает сдвиг по времени между двумя аналогичными во всех других отношениях сигналами, как показано на *рис. II.26*.

В электронике фазовый сдвиг является важным и широко распространенным показателем.

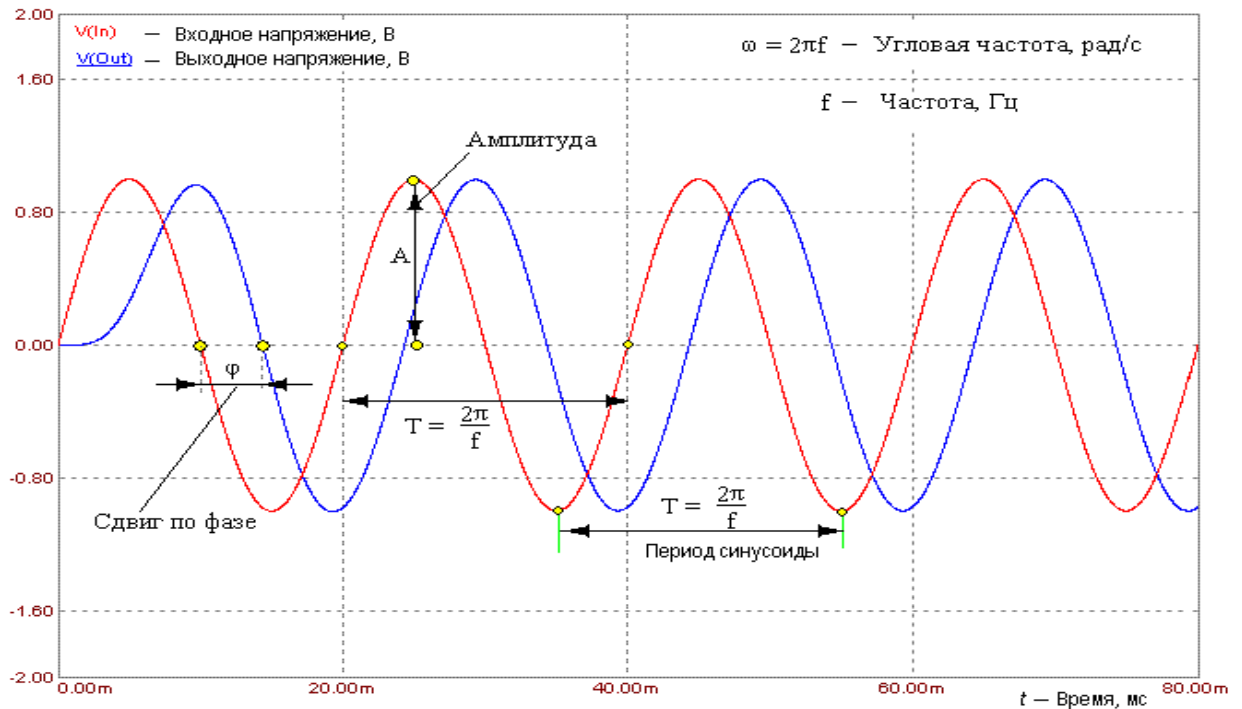


Рис. II.26. Сдвиг синусоидальных сигналов по фазе

Амплитуда, частота и фаза являются основными характеристиками сигнала, используемыми генератором для оптимизации сигнала в соответствии с требованиями практически любого приложения. Кроме того, для негармонических сигналов имеются и другие характеристики, дополнительно определяющие сигнал, которые также могут регулироваться во многих генераторах.

График волны напряжения представляет собой традиционную диаграмму в декартовых координатах, по горизонтальной оси которой отложено время, а по вертикальной – напряжение. Заметим, что некоторые электротехнические приборы могут захватывать или создавать волны тока, мощности и других величин.

Длительность фронта и спада

Длительности фронта и спада обычно описывают поведение импульсных и прямоугольных сигналов. Эти параметры описывают время, необходимое сигналу для перехода из одного состояния в другое. В

современных цифровых схемах эти значения измеряются наносекундами и даже меньшими величинами.

Длительность фронта и спада измеряется как время прохождения сигнала между точками, соответствующими 10% и 90% амплитуды (в некоторых случаях используются точки 20% и 80%). Длительностью импульса называется интервал времени между фронтом и спадом. Заметьте, что термин «фронт» может относиться как к положительному перепаду, так и к отрицательному перепаду, что относится и к термину «спад». Другими словами, эти термины определяют порядок следования событий в течение заданного периода, сама же полярность импульса не влияет на определение его фронта или спада. Длительность импульса определяется временем между точками, соответствующими 50% амплитуды фронта и спада.

Перепады и импульсы

«*Перепадом*» называют сигнал, демонстрирующий внезапное изменение уровня, например, при замыкании выключателя питания.

«*Импульс*» непосредственно связан с прямоугольным сигналом. Подобно сигналу прямоугольной формы, он получается путем перехода напряжения вверх и затем вниз, или вниз и затем вверх, между двумя фиксированными уровнями. По своей природе импульсы являются двоичными сигналами и поэтому являются основным средством передачи информации (данных) в цифровых системах. Импульс может представлять один бит информации, проходящий через компьютер. Группа совместно передаваемых импульсов образует пачку импульсов. Синхронизированная группа пачек (которая может передаваться параллельно или последовательно) образует цифровую последовательность.

Сложные сигналы

Обратите внимание, что хотя цифровые данные представлены обычно импульсами, сигналами прямоугольной формы или меандрами, реальные цифровые сигналы имеют более округлые углы и пологие фронты. Иногда

дефекты цепи приводят к спонтанному возникновению импульсов. Обычно такие переходные сигналы носят непериодический характер и называются «*глитчами*». Одной из проблем отладки цифровых схем является отделение *глитчей* от полезных, но узких импульсов данных. И одним из достоинств некоторых типов генераторов является возможность добавления *глитчей* в пачку импульсов.

В реальных электронных системах сигналы редко похожи на описанные выше идеальные формы. Только в некоторых случаях сигналы тактовой частоты или немодулированные несущие имеют форму чистого меандра или синусоиды. Большинство других сигналов имеют более сложную форму вследствие наложения искажений (возникающие из-за таких паразитных явлений, как распределенная емкость, взаимовлияние сигналов и многих других) или модуляции. Некоторые сигналы могут содержать элементы синусоид, меандров, перепадов и импульсов.

К сигналам сложной формы относятся:

- сигналы с аналоговой, цифровой, широтно-импульсной и квадратурной модуляцией;
- цифровые последовательности и кодированные цифровые сигналы;
- псевдослучайные потоки битов и слов.

II.4.4. Модулирование сигналов

Изменения амплитуды, фазы и/или частоты модулированных сигналов позволяют наложить низкочастотную информацию на сигнал несущей высокой частоты. Результирующие сигналы могут передавать любую информацию от речи до данных и видео изображений. Если генератор специально не приспособлен для этого, воспроизвести такие сигналы очень сложно. В системах радиовещания широко распространена *амплитудная* (АМ) и *частотная* (ЧМ) модуляция. В таких типах модуляции модулирующий сигнал изменяет амплитуду или частоту несущей. На приемной стороне цепь демодуляции интерпретирует изменения амплитуды

или частоты и извлекает из сигнала необходимую информацию. *Фазовая модуляция (ФМ)* для наложения полезной информации модулирует фазу несущей.

Цифровая модуляция

Подобно другим цифровым технологиям, цифровая модуляция основана на двух состояниях, позволяющих передавать двоичные данные. В системах с амплитудной манипуляцией (АМ) цифровой модулирующий сигнал заставляет сигнал выходной частоты переключаться между двумя значениями амплитуды, в системах с частотной манипуляцией (ЧМ) несущая переключается между двумя частотами (центральной частотой и частотой смещения), а в системах с фазовой манипуляцией (ФМ) несущая переключается между двумя значениями фазы. В ФМ “0” передается сигналом той же фазы, что и предыдущий сигнал, а “1” передается сигналом противоположной фазы. Другим широко распространенным типом цифровой модуляции меняется в цифровых аудиосистемах. Как следует из ее названия, она применима только к импульсным сигналам. В системах ШИМ модулирующий сигнал вызывает изменение длительности импульса (описанной выше скважности). Конкретные примеры использования электронно-лучевых осциллографов (ЭЛО) для исследования гармонических сигналов и сигналов сложной формы в качестве измерительного прибора достаточно полно рассмотрены в [5]. Внешний вид современного типового осциллографа С1–117, приведен на *рис. II.27*.



Рис. II.27. Внешний вид современного типового осциллографа С1–117

§ II.5. Приборы и методы измерения фазового сдвига

Решение многих задач радиотехники невозможно без измерения наряду с амплитудой и частотой также *фазового сдвига* (ФС) сигналов. Фазовые методы измерений позволяют решать многие задачи, связанные с измерением дальности, координат, помехоустойчивой передачи информации и т. д.

Например, фазовые радиотехнические системы ближней навигации обеспечивают измерение дальности и координат с погрешностью $0.1 \div 1$ м, спутниковые системы глобальной навигации позволяют определять расстояние с точностью до нескольких миллиметров, угловое положение – с точностью до единиц угловых минут [6,7,8].

Понятие *фазового сдвига* может быть введено только для гармонических сигналов с одинаковой частотой:

$$U_1 = U_{m1} \sin(\omega t + j_1) \quad \omega t + j_0 - \text{фаза колебания}$$

$$U_2 = U_{m2} \sin(\omega t + j_2) \quad j_0 - \text{начальная фаза}$$

$$j = y_1 - y_2 = (\omega t + j_1) - (\omega t + j_2) = \hat{e} j_1 - j_2 \hat{e}$$

Фазовый сдвиг – модуль разности начальных фаз. Знание *фазового сдвига* позволяет выявить причины искажения сигнала. Условием неискаженной передачи сигнала является линейность фазовой характеристики.

Для измерения *фазового сдвига* применяют следующие методы: осциллографический, компенсационный, преобразования *фазового сдвига* в импульсы тока, метод дискретного счета и др.

Измерение *фазового сдвига* осциллографическим методом можно реализовать способами линейной, синусоидальной и круговой разверток.

Для измерения *фазового сдвига* компенсационным методом с осциллографической индикацией собирают измерительную установку,

состоящую из однолучевого осциллографа, образцового $\varphi_{обр}$ и вспомогательного φ_v фазовращателей.

Измерение *фазового сдвига* методом дискретного счета основано на формуле, в которую следует подставить вместо интервалов времени ΔT и T соответствующее им число импульсов с постоянной частотой повторения.

Прямо-показывающие фазометры такого типа называют электронно-счетными, или цифровыми, *фазометрами*. Имеется несколько схем *цифровых фазометров*, но преимущественное распространение получили *интегрирующие фазометры*, в которых результат измерения представляет собой среднее значение *фазового сдвига* за большое число периодов измеряемого напряжения. В таких *фазометрах* обеспечивается хорошая помехозащищенность.

Микропроцессорный фазометр обеспечивает значительное расширение функциональных возможностей, повышение надежности и некоторых других характеристик. *Фазометр* создаётся на основе микропроцессора, работающего совместно с измерительными преобразователями. Такие *фазометры* позволяют измерять *фазовый сдвиг* между двумя периодическими сигналами за любой выбранный период, наблюдать флуктуации подобных сдвигов и оценивать их статистические характеристики: математическое ожидание, дисперсию, среднее квадратическое отклонение. Возможно также, как и в рассмотренных выше цифровых фазометрах выполненных по схемам с жесткой логикой работы, измерение среднего значения *фазового сдвига*.

Фазовый сдвиг между двумя гармоническими сигналами одной частоты можно измерить *фазовым детектором*.

Фазовращателем называется устройство, с помощью которого вводится в электрическую цепь известный и регулируемый *фазовый сдвиг*.

Конструкция *фазовращателя* зависит от диапазона рабочих частот, для которого он предназначен.

§ II.6. Универсальные и специальные электроизмерительные приборы

Существует большое число измерительных приборов, используемых для выполнения строго определенных работ: обслуживания телефонных и вычислительных сетей, тестирования кабельных линий, измерения параметров питающей сети. Каждый из них идеально подходит для выполнения специфического набора измерений, но не более того. Поэтому ремонт или наладка различных устройств невозможны без обычных измерительных приборов: мультиметров, осциллографов, универсальных и специальных генераторов, частотомеров, измерителей RLC, логических анализаторов [9].

Сегодня большинство из этих приборов выпускается в настольной, переносной и носимой модификациях. Поэтому такой прибор всегда можно подобрать в соответствии с любыми предполагаемыми условиями работы: от лабораторных до полевых, с питанием от сети переменного тока, бортовой сети или батарей. А принципиальные отличия приборов различного исполнения касаются, пожалуй, всего двух моментов: класса точности и возможности интеграции в измерительные комплексы. Обычно носимые модификации имеют и точность похуже, и набор сервисных функций попроще, но для рассматриваемой области применения их чаще всего оказывается достаточно, да и внедрение цифровой обработки сигналов меняет эту ситуацию.

Область применения измерительных комплексов с компьютерным управлением ограничена, как правило, научными экспериментами и различными серийными испытаниями. Именно там важное значение имеет автоматизация процесса сбора и обработки результатов измерений. В зависимости от класса прибора взаимодействие с компьютером осуществляется через разные интерфейсы, чаще всего RS-232 или GPIB. Первого вполне достаточно для вывода результатов на принтер или компьютер. Второй позволяет объединять приборы в сложные

измерительные комплексы с возможностью полного управления ими. Обычно для этих целей используется стандартный набор команд (*Standard Commands for Programmable Instruments, SCPI*) или более широкий нестандартный набор, поддерживаемый только производителем. Кроме того, приборы могут иметь модели в виде модулей, интегрируемых в систему на уровне компьютерной шины (например, *ISA* или *PCI*). Такие возможности нужны редко, например, для автоматизации процесса регулировки при крупносерийном производстве.

Кроме упомянутых, знать которые нелишне, но иметь дело с которыми приходится нечасто, мы хотели бы остановиться на трех важных моментах, на которые стоит обратить внимание при выборе конкретного прибора.

Первый - это защита входов. Уж слишком велик риск выхода прибора из строя из-за неправильного подключения во время работы.

Второй момент - простота управления. Гораздо проще использовать прибор, у которого управление реализовано по принципу "одна кнопка - одна функция", чем прибор с меню.

Третий - комплект поставки. Если прибор поставляется без необходимых аксессуаров (шнуров, щупов, зажимов, аттенюаторов, делителей, футляра или защитного чехла и т. п.), то его использование становится проблематичным.

II.6.1. Мультиметры и осциллографы

Мультиметры и осциллографы - одни из самых распространенных приборов (рис. II.28).



а)



б)

Рис. II.28. Мультиметр (а) и мультиметр-осциллограф (б)

С каждым днем число интегрированных в них основных (предназначенных для измерения различных физических величин) и дополнительных (расчетных и сервисных) функций растет. Более того, с точки зрения своих возможностей эти приборы становятся все ближе.

Осциллограф может иметь встроенный *мультиметр*, а *мультиметр-осциллограф* - возможность отображения измеряемого сигнала.

Дальнейшее развитие элементной базы электроники, особенно цифровых сигнальных процессоров, привело к созданию универсальных приборов, органично сочетающих возможности не только измерения различных электрических характеристик, но и отображения измеряемого сигнала (*рис. II.29*).



Рис. II.29. Универсальный мультимер ABM-4141

В настоящее время выпускается много разновидностей таких приборов, однако из-за ограниченности объема учебного пособия, здесь может быть приведена лишь краткая информация.

II.6.2. Измерители RLC

Конечно, *мультиметры* могут измерять те же параметры, что и измерители *RLC*, но в узком диапазоне и с невысокой точностью. Поэтому в некоторых случаях без специализированных приборов не обойтись (*рис. 30*).

Кроме оценки значений сопротивления, индуктивности, емкости, тангенса угла диэлектрических потерь и добротности при разных напряжениях и на нескольких рабочих частотах измерители *RLC* могут, например, вычислять усредненное по нескольким измерениям значение и сортировать элементы по допуску.



Рис. II.30. RLC метр MS5308

II.6.3. Генераторы

Существует несколько способов создания сигналов с помощью генераторов. Выбор метода зависит от имеющейся информации о исследуемом устройстве и от его входных характеристик, а также от того, нужно ли вносить в сигнал искажения или ошибки и т.п.

Современные производительные генераторы делятся на: *низкочастотные, высокочастотные и функциональные.*

Первые формируют синусоидальный сигнал или меандр с частотой от нескольких герц до сотен килогерц, вторые - с частотами до сотен мегагерц с возможностью модулирования сигнала по заданному закону внешним или внутренним сигналом.

Функциональные генераторы формируют сигналы сложной формы (синус, прямоугольник, треугольник, пила, трапеция) в диапазоне частот до десятков мегагерц с заданной скважностью, а также цифровые сигналы с уровнями ТТЛ и КМОП. Некоторые модели могут работать как генераторы качающейся частоты (по заданному закону) или формировать простейший амплитудно- или частотно-модулированный сигнал (рис. II.31).



Рис. II.31. Генератор сигналов специальной формы Г6-39

II.6.4. Логические анализаторы

Обычный осциллограф позволяет исследовать простые цифровые и аналоговые цепи. Но даже четырехканальный осциллограф не позволит проанализировать ситуацию в сложных цифровых схемах, когда сигналы требуется фиксировать одновременно на большом количестве шин. В таких случаях применяются логические анализаторы (рис. II.32). По сути, это многоканальные (16, 32 или 64) осциллографы с единой для всех каналов системой синхронизации, входы которых рассчитаны на цифровые сигналы с заданными уровнями логических нуля и единицы. Кроме выполнения всех функций обычного осциллографа эти приборы, например, позволяют

производить логические операции с входными сигналами каналов или преобразовывать сигналы в шестнадцатеричные цифры.

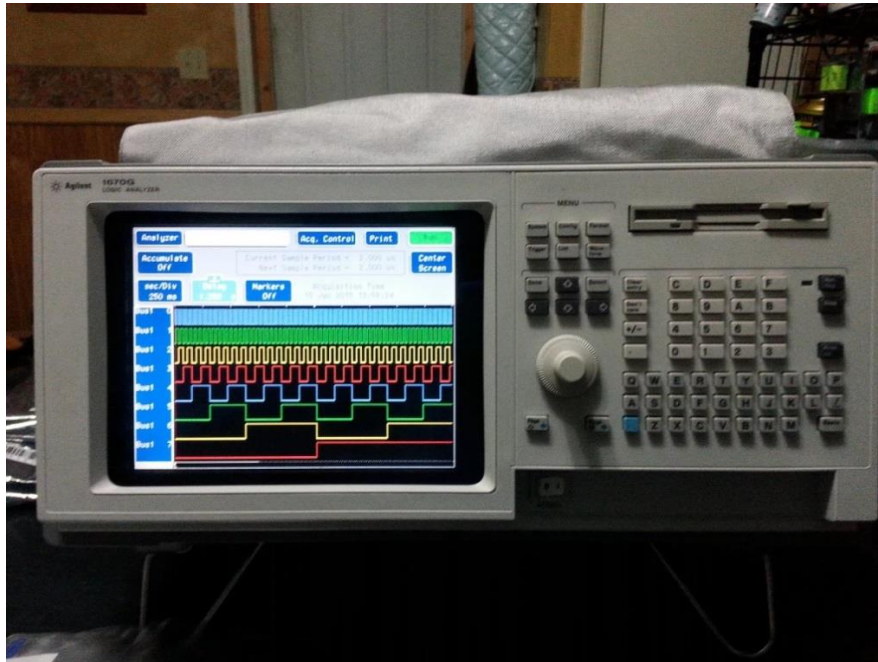


Рис. II.32. Логический анализатор Tektronix TLA70R

II.6.5. Анализаторы спектра сигналов

Измеритель вольт-амперных характеристик (ВАХ) - достаточно редкий прибор (рис. II.33). У большинства инженеров он ассоциируется с лабораторными работами по физике полупроводников. Однако с его помощью можно тестировать любые компоненты, не выпаивая их из плат и не подавая на плату питание.

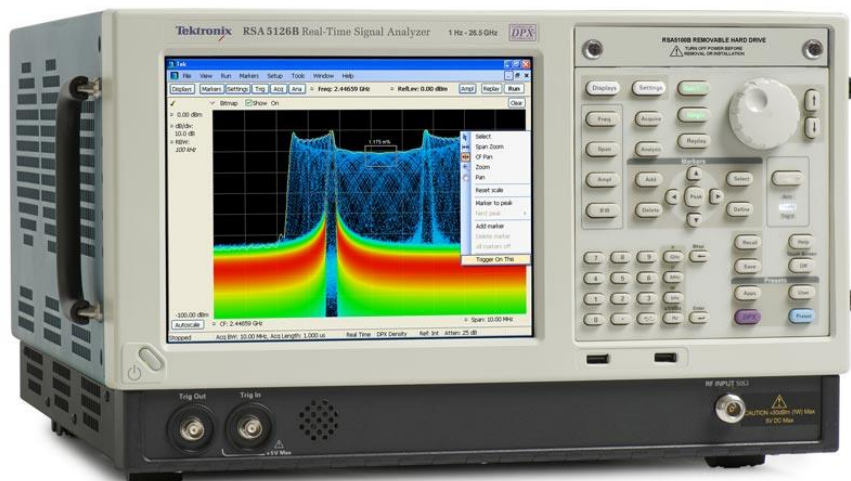


Рис. II.33. Анализатор спектра марки Tektronix RSA 5126B

Чтобы снять ВАХ, т. е., по сути, аналоговую сигнатуру, входы прибора достаточно подключить к тестируемым выводам компонента и подать небольшое напряжение. Каждый вид компонентов имеет известный и характерный именно для него тип ВАХ. А раз так, то снятие ВАХ позволяет протестировать дискретный компонент или ИМС (точнее, внутреннюю цепь, подключенную к ее определенному выводу) и, если значение ВАХ отличается от нормы, сделать вывод о его неисправности.

С помощью этого прибора неисправные компоненты можно отыскивать, не только не имея схемы, но и не представляя принципов работы устройства. Анализаторы аналоговой сигнатуры становятся все более популярными, и эту функцию стали встраивать даже в мультиметры с графическим дисплеем.

Недостаток же данного метода заключается в невозможности тестирования внутренних цепей ИМС, однако большинство неисправностей приходится на их внешние цепи.

Цифровые сигнатурные анализаторы лишены этого недостатка, они записывают импульсные последовательности в заданной точке и преобразуют их для удобства сравнения в шестнадцатеричные числа. Эти приборы встречаются реже, так как их применение невозможно без знания правильной сигнатуры и условий ее получения и, следовательно, ограничено крупносерийным производством.

§ II.7. Приборы и методы измерения частоты и интервала времени

II.7.1. Понятие о частоте и методах ее измерения

Диапазон используемых частот в радиоэлектронике, автоматике, экспериментальной физике, технике связи и т. д. простирается от долей герц до тысяч гигагерц, т.е. от *инфранизких* до сверхвысоких частот [10,11,12].

Частота – одна из важнейших характеристик периодического процесса; определяется числом полных циклов (периодов) изменения сигнала во времени. Период – наименьший интервал времени, удовлетворяющий

уравнению $u(t) = u(t+T)$. Мгновенная угловая частота определяется через производную во времени от фазы напряжения сигнала:

$$\omega(t) = \frac{d\varphi}{dt}. \quad (\text{П.19})$$

Так как фаза у гармонического сигнала растёт во времени по линейному закону, то частота f – постоянная величина, т.е.

$$f = \frac{1}{2\pi} \frac{d\varphi}{dt} = \frac{\omega}{2\pi}. \quad (\text{П.20})$$

Выбор метода измерения частоты определяется её диапазоном, необходимой точностью измерения, формой сигнала, мощностью источника сигнала измеряемой частоты и другими факторами.

Частота электрических сигналов измеряется методами непосредственной оценки и сравнения.

Измерение частоты методом непосредственной оценки производится частотомерами: аналоговыми электромеханическими с логометрическими механизмами, цифровыми (электронно-счётными). Измерение частоты сигналов методом сравнения осуществляется с помощью осциллографа, частотно-зависимого моста переменного тока, частотомеров гетеродинных, построенных на биениях, и т.д.

Метод дискретного счета основан на счете числа периодов измеряемой частоты за калиброванный интервал времени. Частотомеры, работающие по данному принципу, являются цифровыми измерительными приборами.

Метод является наиболее точным и перспективным. Применяется в диапазоне от десятка герц до сотен мегагерц. Относительная погрешность измерения частоты достигает $10^{-3} \dots 10^{-10}$.

Метод заряда и разряда конденсатора основан на измерении среднего тока разряда или заряда образцового конденсатора, переключаемого с заряда на разряд с измеряемой частотой. Метод применяется на частотах от $10 \dots 20$ Гц до сотен килогерц. Реализованные на его основе приборы имеют погрешность частоты $1,5 \dots 2$ % (например, ЧЗ-7).

Метод измерения, основанный на сравнении с образцовой частотой, применяется в диапазоне частот $100 \text{ кГц} \dots 100 \text{ ГГц}$ и обеспечивает высокую точность, которая зависит от погрешности, с которой известна образцовая частота. Частотомеры, построенные по принципу сравнения частот (гетеродинные частотомеры), имеют погрешность $10^{-5} \dots 10^{-6}$.

Гетеродинные частотомеры прекрасно дополняют электронно-счетные частотомеры на сверхвысоких частотах (СВЧ) и в миллиметровом диапазоне.

Гетеродинные переносчики частоты снижают измеряемую частоту в точно известное число раз до значений, которые удобно измерять электронно-счетными частотомерами.

Резонансный метод состоит в настройке резонансной колебательной цепи, предварительно прокалиброванной по образцовому генератору и частотомеру, на измеряемую частоту и отсчете ее значения по шкале, связанной с элементом настройки. Метод применяется на частотах от 100 кГц до 100 ГГц (используются различные колебательные системы от LC - контуров до квазиоптических резонансных цепей).

Резонансные волномеры отличаются простотой устройства, погрешность их примерно 10^{-3} . В резонансных волномерах непосредственно измеряется длина волн, а частота f получается пересчетом по формуле

$$f = v/\lambda, \quad (\text{II.21})$$

где v – скорость распространения электромагнитных волн в системе; λ – длина волны.

II.7.2. Некоторые сведения о современных частотомерах

Современные частотомеры – это универсальные приборы, с помощью которых производятся измерения частоты, периода, временных интервалов, длительности и частоты следования импульсов, подсчёт последовательности импульсов; с помощью соответствующих преобразователей могут измеряться постоянное напряжение, а также неэлектрические величины – количество оборотов вращающихся устройств, давление и т. д.

Высокая стабильность, короткое время полной готовности после транспортировки делают многие современные частотомеры идеальными для процедур калибровки с высокой точностью вне лабораторных условий (например, в передатчиках больших сетей телесвязи подобно GSM или CDMA). Широкий выбор пределов измерения позволяет производить цифровые измерения калибровки в большом диапазоне, не используя синтезаторы, смесители и фильтры, чтобы обеспечить требуемое разрешение до последней цифры.

II.7.3. Приборы для измерения частоты

Цифровые частотомеры

Принцип действия цифрового (электронно-счетного) частотомера построен по схеме, в которой подсчитывается число импульсов N , соответствующее числу периодов неизвестной частоты f_x за известный высокоточный интервал времени, называемый временем измерения T_u .

Если за время T_u подсчитано N импульсов, то среднее значение измеряемой частоты вычисляют по формуле:

$$f = N/T_u, \quad (\text{II.22})$$

При времени измерения $T_u = 1$ с количество подсчитанных импульсов (периодов) N и есть значение измеряемой частоты (Γ_u), т.е. $f_x = N$.

На рис. 34 приведён пример построения схемы одного из цифровых частотомеров.

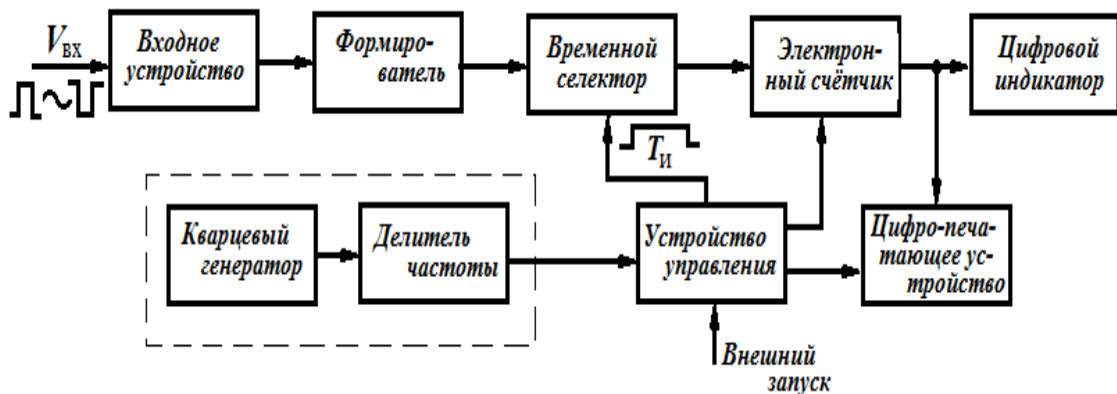


Рис. II.34. Схема цифрового частотомера

Входное устройство, состоящее из широкополосного усилителя и аттенюатора, предназначено для согласования частотомера с источником сигнала, а также для усиления или ограничения напряжения на входе до значения, запускающего формирователь.

Последний преобразует синусоидальные или периодические импульсные сигналы в последовательность импульсов постоянной амплитуды с большой крутизной фронтов, независимо от входного сигнала, частота следования которых равна частоте измеряемого сигнала (рис. II.35).

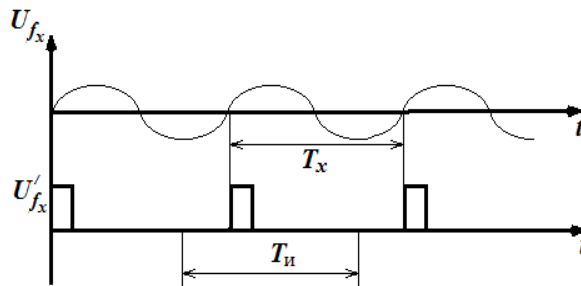


Рис. II.35. Временные диаграммы, поясняющие принцип работы частотомера

Временной селектор (электронный ключ с двумя входами) открывается строб-импульсом, вырабатываемым устройством управления (схемой автоматики), на высокоточное время измерения и пропускает эти импульсы на электронный счётчик.

Цифровой индикатор автоматически выдаёт результат измерения в герцах.

Генератор меток времени состоит из генератора образцовой частоты 1 МГц с кварцевой стабилизацией (кварцевого генератора) и делителя частоты. Делитель частоты делит частоту кварцевого генератора 1 МГц декадными степенями до $0,01 \text{ Гц}$, т.е. $100; 10; 1 \text{ кГц}, 100; 10; 1; 0,1; 0,01 \text{ Гц}$. Полученные частоты используют для формирования высокоточного времени измерения – меток времени, равных соответственно $10^{-6}; 10^{-5}; 10^{-4}; 10^{-3}; 10^{-2}; 10^{-1}; 1; 10; 100 \text{ с}$.

Устройство управления (автоматики) управляет всем процессом измерения и обеспечивает регулируемое время индикации $0,3 \div 5 \text{ с}$ результатов измерения на цифровом табло; сброс счётных декад и других

схем в "нулевое" состояние перед каждым измерением; режим ручного, автоматического и внешнего пуска прибора; вырабатывает из частот, поступающих с делителей, строб-импульс, открывающий селектор на время счёта; импульс запуска цифropечатающего устройства.

Электронный счётчик, предназначен для счёта поступающих с временного селектора N импульсов. Состоит из нескольких последовательно соединённых счётных декад, каждая из которых соответствует определённому порядку частоты f_x (единицам, десяткам, сотням герц и т.д.).

Цифровой индикатор обеспечивает отображение результатов измерений, поступающих с дешифратора. Последний преобразует двоично-десятичный код, поступающий со счётных декад, в десятичный.

Основная особенность последовательного счёта импульса, положенного в основу работы цифровых частотомеров, состоит в увеличении погрешности измерения при уменьшении частоты.

Относительная погрешность измерения частоты:

$$\frac{\Delta f_x}{f_x} = \frac{\Delta N}{N} + \frac{\Delta T_u}{T_u}. \quad (\text{II.23})$$

Значение первой компоненты $\Delta N/N$ погрешности дискретности зависит от соотношения времени измерения T_u («временных ворот» селектора) и периода $T_x = 1/f_x$ исследуемого сигнала. Погрешность дискретности в основном обусловлена несовпадением моментов появления счётных импульсов относительно фронта и спада строб-импульса: если T_u и T_x – кратные числа, то погрешность счёта импульсов $\Delta N=0$, если же T_u и T_x – некратные числа, то значение ΔN зависит от взаимного расположения T_u и T_x , т. е. несовпадения моментов их появления; при этом максимальная абсолютная погрешность счёта импульсов ΔN не превышает одного импульса $\Delta N=+1$, определяющего младший разряд счёта.

Значение второй компоненты погрешности $\Delta T_u/T_u$ определяется нестабильностью частоты кварцевого генератора f_0 , задающего «временные ворота» прибора T_u .

Относительная погрешность времени измерения равна относительной погрешности частоты внутреннего кварцевого генератора и составляет значение порядка 10^{-7} , т. е. $\Delta T_u/T_u = \Delta f_0/f_0 = \delta_0$.

Итак, относительная погрешность измерения (%) частоты:

$$\frac{\Delta f_x}{f_x} = \frac{\Delta N}{N} + \frac{\Delta T_u}{T_u} = \frac{1}{N} + \delta_0 = \frac{1}{f_x T_u} + \delta_0. \quad (\text{II.24})$$

или, если учесть $\delta = 10^{-7}$, то

$$\delta_f = \frac{\Delta f_x}{f_x} \times 100 = \pm \left(\frac{1}{f_x T_u} + 10^{-7} \right) \times 100, \quad (\text{II.25})$$

где f_x – измеряемая частота, Гц.

Как следует из (II.25), относительная погрешность измерения частоты исследуемого сигнала при прочих равных условиях зависит от его значения. Относительная погрешность измерения частоты ничтожна при измерении высоких частот и велика при измерении низких частот. Например, если $f_x = 10 \text{ МГц}$, $T_u = 1 \text{ с}$, то $\delta f = 2 \cdot 10^{-5} \%$; если $f_x = 10 \text{ Гц}$, $T_u = 1 \text{ с}$, то $\delta f = 10\%$.

Следовательно, при измерении высоких частот погрешность обусловлена в основном нестабильностью кварцевого генератора, а при измерении низких частот – погрешностью дискретизации.

Для уменьшения погрешности измерения низких частот необходимо увеличить время измерения, но это не всегда возможно, поэтому в цифровых частотомерах либо применяют умножители, позволяющие повышать измеряемые частоты в 10^n раз, либо переходят от измерения частоты исследуемого сигнала к измерению его периода T_x с последующим вычислением значения измеряемой частоты по формуле $f_x = 1/T_x$.

II.7.4. Измерение периода

Период измеряется по схеме, показанный на *рис. II.36*. Входной сигнал через входное формирующее устройство *В* поступает на устройство управления (автоматику), формирующее строб-импульс.

Длительность *строб-импульса* равна периоду измеряемого сигнала. На вход электронного счётчика поступают импульсы с генератора меток времени. Более точное измерение периода производится с использованием декадных делителей частоты. В этом случае входной сигнал после формирования поступает на декадные делители, где его период умножается в 10 , 10^2 , 10^3 или 10^4 раз, а затем поступает на устройство управления.

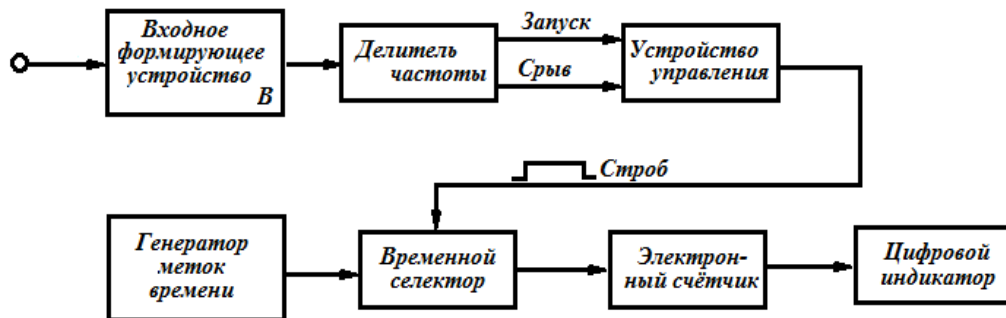


Рис. II.36. Схема измерения периода

Длительность *строб-импульса* в этом случае равна периоду измеряемого сигнала, умноженному на коэффициент деления используемого делителя. Основная относительная погрешность измерения периода прибором (%):

- при синусоидальном сигнале

$$\delta_T = \left[\delta_0 + \frac{0,03}{n} + \frac{T_0}{nT_x} \right] \times 100, \quad (\text{II.26})$$

- при импульсном сигнале с длительностью фронтов входных импульсов не более половины периода меток времени

$$\delta_T = \frac{\delta_0 + T_0}{nT_x} \cdot 100, \quad (\text{II.27})$$

где δ_0 — основная относительная погрешность частоты внутреннего кварцевого генератора или внешнего источника образцовой частоты;

T_x — измеренный период, с;

T_0 — период следования меток времени, с;

n — коэффициент умножения периода.

II.7.5. Измерение интервала времени

Измерение интервала времени и длительности импульса производится по структурной схеме, приведённой на *рис. II.37*. Импульсы, интервал времени между которыми нужно измерить, подаются на входные формирующие устройства **В** и **Г**. Устройство управления (автоматики) вырабатывает строб-импульс, длительность которого равна измеряемому интервалу времени. На электронный счётчик поступают метки от генератора меток времени. При измерении длительностей импульса входной сигнал подаётся одновременно на входы **В** и **Г**, а выбор фронта для запуска и срыва автоматики производится соответствующими тумблерами.

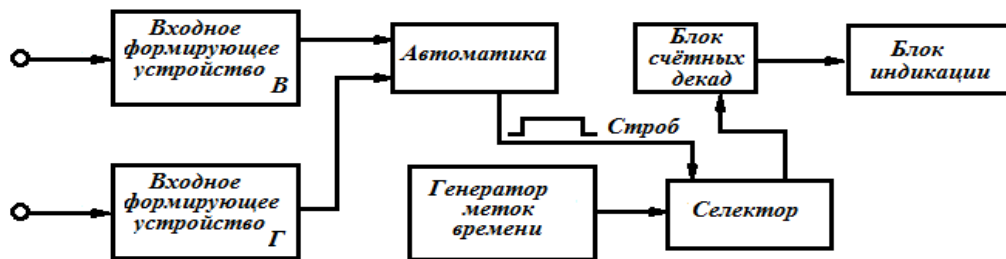


Рис. II.37. Схема измерения интервала времени и длительности импульса

Классификация частотомеров

В зависимости от способа представления величин частотомеры подразделяются на аналоговые и цифровые.

Аналоговые электромеханические частотомеры с логометрическими механизмами (электромагнитные, электродинамические, ферродинамические) предназначены в основном для измерения частоты гармонических напряжений в диапазоне $20 \div 2500$ Гц. Эти частотомеры имеют ограниченное применение из-за невысокой точности, значительной мощности потребления и подверженности к вибрациям.

Цифровые (электронно-счётные) частотомеры предназначены для точных измерений частоты гармонических и импульсных сигналов в диапазоне 10 Гц \div 50 ГГц; используются для измерения отношения частот, периода, длительности импульсов, интервалов времени [11,12,13].

По принципу работы цифровые частотомеры можно разделить на четыре следующие группы.

Частотомеры средних значений образуют наиболее многочисленную группу и получили наибольшее применение. Такие приборы позволяют измерять среднее значение частоты за некоторый интервал времени T_0 .

Диапазон измеряемых частот весьма широк – от десятков герц до сотен мегагерц, а со специальными преобразователями (переносчиками частоты) этот диапазон может быть расширен до тысяч мегагерц.

Частотомеры мгновенных значений позволяют измерять частоту в более узком диапазоне, причем частотомеры, измеряющие период, наибольшее применение получили для измерения низких и *инфранизких* частот.

Следящие частотомеры наиболее эффективны при измерении средних частот (десятки килогерц – единицы мегагерц). В них производится непрерывное по времени измерение частоты. По существу все нецифровые (электронные и электромеханические) частотомеры – следящие.

Достоинством таких приборов является возможность получения отсчетов в любой произвольный момент времени. Принципиально следящие частотомеры могут быть и цифровыми.

Частотомеры номинальных значений и процентные предназначены для измерения изменений частоты в узком диапазоне частот. Причем первые позволяют получать отсчет в абсолютных единицах, а вторые – в относительных. Диапазон частот, охватываемый такими приборами, относится к области низких частот (не более десятков килогерц).

По своему назначению и основным характеристикам электронно-счетные частотомеры (ЭСЧ) подразделяются на сервисные, универсальные и специализированные. Отдельную группу составляют приборы, расширяющие функциональные возможности ЭСЧ. Конструктивно они изготавливаются в виде отдельных блоков.

Сервисные ЭСЧ – это малогабаритные приборы, максимально использующие интегральные схемы, благодаря чему обладают повышенной надежностью в работе. Сервисные ЭСЧ используются как в виде автономных приборов, часто переносных, так и встроенных приборов в составе автоматизированных измерительных систем. В последнем случае они имеют вывод информации о результатах измерения в цифровом параллельном коде для автоматической регистрации. Сервисные ЭСЧ можно использовать для измерения различных физических величин, применяя внешние преобразователи частоты и соответствующие датчики.

Примером сервисных ЭСЧ являются приборы ЧЗ-36, ЧЗ-41.

Универсальные ЭСЧ отличаются многофункциональностью, они обеспечивают работу во всех режимах, присущих ЭСЧ. Конструктивно они выполнены так, что позволяют использовать сменные блоки (гетеродинные преобразователи, широкополосные усилители, умножители, преобразователи напряжения в частоту, делитель измеряемой частоты и т.д.), что расширяет функциональные возможности приборов. Все универсальные ЭСЧ должны иметь вывод результатов в цифровом параллельном коде и дистанционное управление и входить в состав единого агрегируемого комплекса автоматизированных систем измерительной техники (ЕАКАСИТ). Примером универсальных ЭСЧ могут служить приборы: ЧЗ-47, ЧЗ-54, ЧЗ-57, ЧЗ-49.

Специализированные ЭСЧ предназначены, как правило, для работы в режиме измерения частоты. Они значительно проще универсальных и уступают им по техническим характеристикам. Специализированные ЭСЧ предназначены для замены резонансных волномеров во всем диапазоне радиочастот от 100 кГц до 70 ГГц. На СВЧ в специализированных ЭСЧ применяются гетерогенные преобразователи частоты.

Такие *частотомеры* могут измерять частоту, период и скважность периодических сигналов, определять длительность интервалов, осуществлять эталонный отсчет времени.

Более сложные модели (рис. II.38) предусматривают возможность вычислительной обработки результатов совокупности измерений и несколько каналов для реализации сложных алгоритмов запуска счета, обработки сигналов с разными параметрами или выполнения относительных измерений.



Рис. II.38. Частотомер ЧЗ-88

Вопросы для самоподготовки и контроля

1. Какие величины измеряют в электроснабжении?
2. Какие устройства используются для измерения
электрических величин?
3. Можно ли измерять неэлектрические величины
электрическими приборами?
4. Какие методы обычно используют в условиях эксплуатации
для измерения электрических и неэлектрических величин?
5. Что называется контактными приборами?
6. Где применяются контактные приборы?
7. Что называется узкопрофильными контактными
приборами со световым указателем?
8. Какие электроизмерительные приборы входят в АСЭТ?
9. Что используют в качестве преобразователя
аналоговые электронные преобразователи?
10. Что обеспечивает отрицательная обратная связь в усилителе?

11. Как осуществляется бесконтактное измерение тока?
12. Как измеряются малые сопротивления на постоянном токе?
13. Как измеряются большие сопротивления на постоянном токе?
14. Почему шкала омметра нелинейная?
15. Достоинства электронных омметров.
16. Схема моста для измерения сопротивления на постоянном токе.
17. Как измеряются малые сопротивления на переменном токе?
18. Как измеряются большие сопротивления на переменном токе?
19. Как измеряется реактивное сопротивление?
20. Как измерить $\operatorname{tg} \delta$ емкости с потерями?
21. Схема моста для измерения $\operatorname{tg} \delta$.
22. Преимущества цифровых измерительных приборов.
23. Недостатки цифровых измерительных приборов.
24. Принцип действия цифровых измерительных приборов.
25. Для чего используются шунты, на какие классы
 точности и токи они выпускаются?
26. Для чего используются добавочные сопротивления,
 на какие классы точности и токи они выпускаются?
27. Какие приборы используются для измерения угла сдвига фаз?
28. Для чего определяется порядок чередования фаз?
29. Как называются приборы, определяющие
 порядок чередования фаз?
30. Сфере применения частотомеров.
31. Принцип действия простейшего дискретного
 электромагнитного частотомера вибрационного типа.
32. Какой смысл вложен в понятие «фаза» сигнала?
33. Что называется фазовым сдвигом двух сигналов?
34. Перечислите основные методы измерения фазового сдвига.
35. В чем состоит метод линейной развертки
 измерения фазового сдвига?
36. На каком принципе работают компенсационные фазометры?
37. Как работает цифровой фазометр на основе микропроцессора?

ГЛАВА III

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ

Основой энергетики нашей страны являются тепловые электрические станции (ТЭС). Технологический процесс получения электрической энергии на ТЭС предусматривает преобразование энергии сжигаемого топлива в тепловую энергию, тепловой энергии - в механическую (вращение первичного двигателя и генератора) и механической энергии генератора - и электрическую энергию.

Тепловую энергию получают, сжигая твердое топливо (уголь, торф, сланцы), жидкое топливо (нефть, мазут), естественный газ или атомное топливо. Станции, работающие на угле, наиболее распространены, так как на них можно сжигать менее ценный вид угля - бурый, не используемый в других отраслях промышленности. Для более эффективного горения кусковой уголь предварительно размалывают и сжигают в пылевидном состоянии.

В зависимости от типа первичного двигателя различают паротурбинные тепловые станции (с паровой турбиной в качестве первичного двигателя), газотурбинные станции (с газовыми турбинами), паромашинные станции (с поршневыми паровыми машинами) и дизельные (с двигателями внутреннего сгорания - дизелями). Последние два типа первичных двигателей используют на небольших местных ТЭС, в том числе и сельскохозяйственных.

Наиболее крупные ТЭС оборудованы паровыми турбинами, имеющими ряд преимуществ по сравнению с другими первичными двигателями. Паровую турбину можно изготовить на число оборотов генератора и соединять их непосредственно друг с другом. Паровые турбины обладают равномерным ходом, что важно для получения постоянной частоты

электрического тока. Они дают возможность вместе с выработкой электроэнергии получать также и тепловую энергию, необходимую для отопления жилых домов и промышленных сооружений.

На *рис. III.1* приведено схематическое изображение ТЭС и общая схема размещения основных технологических узлов современной тепловой электростанции.

С топливного склада по эстакаде топливоподачи топливо по транспортерам попадает в подготовительную галерею и через угольный бункер направляется в топку котла. Под котлами размещено зольное отделение, откуда зола удаляется. Отходящие дымовые газы направляются в дымовую трубу.

Паровая турбина и турбогенератор расположенные на одном валу, устанавливаются в отдельном машинном зале. Под турбиной размещается конденсатор, в котором отработанный пар охлаждается и направляется снова в котел.

Несмотря на разнообразие конструкций, работа всех ТЭС осуществляется по общей схеме. В котел постоянно подается топливо в виде угля, газа, торфа, мазута или горючих сланцев. На многих электростанциях используется заранее приготовленная угольная пыль. Вместе с топливом поступает воздух в подогретом виде, выполняющий функцию окислителя.

В процессе горения топлива создается тепло, нагревающее воду в паровом котле (*парогенерация*). Происходит образование насыщенного пара, подаваемого в паровую турбину через паропровод. Струя пара под высоким давлением и при высокой температуре выходит из сопел и воздействует на лопатки турбины. Вал и остальные движущиеся части турбины связаны между собой и представляют единое целое.

С помощью турбины тепловая энергия преобразуется в механическую, поскольку закрепленные на валу турбины лопасти начинают вращаться и приводят в движение вал. В результате вращения вала, соединенного с

помощью специальной муфты с электрогенератором происходит преобразование механической энергии в электрический ток.

После паровой турбины пар теряет давление и температуру. Далее он попадает в конденсатор и прокачивается по трубкам, охлаждаемым водой (конденсационная электростанция – КЭС). Здесь пар окончательно превращается в воду и поступает в деаэратор для очистки от растворенных газов. Очищенная вода с помощью насоса вновь подается в котельную установку через подогреватель.

Распределительное устройство, состоящее из трансформаторов, сборных шин, выключателей и другой электро- аппаратуры, расположено рядом с главным корпусом станции, где расположен электрогенератор.

Электрическая энергия подается потребителям по воздушным или кабельным линиям высокого напряжения через распределительные устройства станции.

Таким образом, ТЭС и ТЭЦ представляют собой целый комплекс оборудования, включающий в себя различные устройства, преобразующие топливную энергию в электричество и тепло.

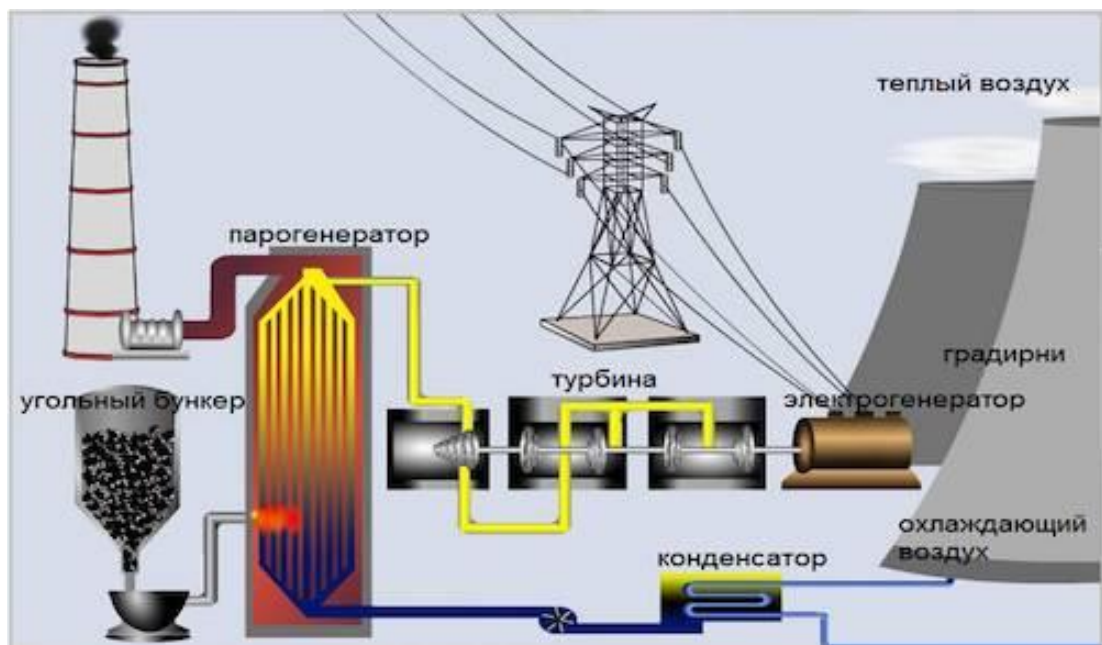


Рис. III.1. Схематическое изображение ТЭС

Подобные установки отличаются параметрами и техническими характеристиками, по которым и выполняется их классификация в соответствии с видами и назначением поставляемой электроэнергии, тепловые станции могут быть районными и промышленными.

Основные подразделения ТЭС

Всякая паровая электростанция включает в себя:

1. Котельный цех, в котором установлены котлы и вспомогательные элементы котлоагрегата - дымососы, дутьевые вентиляторы, насосы различного назначения и др. В зависимости от местных условий вспомогательное оборудование может быть установлено в других помещениях.

2. Котлотурбинный цех, где установлены паровые турбины, генератор, различные теплообменные подогреватели, насосы (сетевые, циркуляционные, конденсатные, питательные и т. п.).

Как правило, котельный и котлотурбинный цеха имеют общую администрацию.

3. Топливо-транспортный цех, состоящий из сооружений топливоснабжения (вагоноопрокидыватель, топливный склад, местные железнодорожные пути и др.), топливоподачи (ленточные транспортёры, бункеры угля и пыли), угле- и пылеразмолочные устройства (мельницы) и другое вспомогательное оборудование.

4. Цех тепловой автоматики и измерений (ЦТАИ), обслуживающий все приборы, предохранительные устройства, осуществляет поверку приборов и т.д.

5. Электроцех обслуживает электрогенераторы, трансформаторы, распределительные устройства, в том числе и собственных нужд, электрические кабели, связь и т.д.

6. Химический цех, в котором установлены *Na*- и *H*-катионитовые *фильтры*, различного назначения насосы, обессоливающая установка. В

составе химцеха имеется химическая лаборатория, где проводят анализы топлива, воды и т.д.

7. Различные служебные и бытовые помещения (мастерские, лаборатории, кладовые, душевые, административные помещения и другие).

§ III.1. Оснащение электростанций и подстанций контрольно-измерительными приборами

Для изучения режимов основного производства, о потреблении для собственных нужд *основными подразделениями ТЭС* и контроля поставок электрической и тепловой энергии внешним потребителям, необходимо измерять и регистрировать широкий спектр электрических и неэлектрических величин с использованием приборов и измерительных преобразователей различного принципа действия.

А именно: ток (I) и напряжение (U); активную и реактивную мощности (P, Q); электроэнергию ($P \cdot h, Q \cdot h$); активное, реактивное и полное сопротивления (R, X, Z); частоту (f); коэффициент мощности ($\cos \varphi$); в теплоснабжении – температуру (θ), давление (P), расход энергоносителя (G), энергию (E) [1].

Электрические величины (*таблица III.1*) измеряются аналоговыми либо цифровыми приборами с масштабирующими преобразователями. Масштабирующий преобразователь служит для изменения пределов измерения и не изменяет вид энергии.

Как показано выше, аналоговые приборы имеют измерительный механизм, являющийся, строго говоря, также преобразователем, поскольку преобразует электрическую величину в показания счетного устройства, а в цифровом приборе электрическая величина, с помощью электроники, преобразуется из аналоговой в цифровую форму и отображается на цифровом табло. Как аналоговые, так и цифровые приборы могут регистрировать графики в реальном времени. В аналоговых приборах для

регистрации графика счетное устройство совмещается с регистрирующим, а в цифровых используется цифровая печать.

Таблица III.1

Электрические величины и единицы

Наименование	Обозначение латинским шрифтом	Единицы измерения	
		Наименование	Обозначение русским шрифтом
Напряжение	U, u	Вольт	[В]
Электродвижущая сила	E, e	Вольт	[В]
Ток	I, i	Ампер	[А]
Сопротивление активное	R, r	Ом	[Ом]
Сопротивление реактивное	X, x	Ом	[Ом]
Сопротивление полное	Z, z	Ом	[Ом]
Мощность активная	P	Ватт	[Вт]
Мощность реактивная	Q	Вольт-ампер реактивный	[ВАр]
Мощность полная	S	Вольт-ампер	[ВА]
Энергия	W	Ватт-секунда или джоуль киловатт-час	[Вт·сек] или [Дж] кВт·ч [кВт·ч]

Неэлектрические величины, измеряемые электрическими приборами, требуют преобразования вида энергии, масштабирования и даже преобразования формы сигнала, что усложняет приборы и ухудшает их точность.

Номенклатура приборов, используемых в энергоснабжении для измерения электрических и неэлектрических величин, весьма разнообразна по методам измерений и по принципам реализации (см. выше).

В условиях эксплуатации обычно используются следующие методы измерения: непосредственной оценки – для измерения электрических величин и компенсационный – неэлектрических.

Наряду с методом непосредственной оценки часто используются компенсационный и дифференциальный методы измерения, повышающие точность. Однако сложилась устойчивая тенденция применять ограниченное число методов для измерения электрических и неэлектрических величин, как в условиях эксплуатации, так и при аудите систем промышленного энергоснабжения.

Так как измерительные приборы сосредоточены на диспетчерском пункте, то отсутствуют проблемы преобразования сигнала. Как правило, используют аналоговые и регистрирующие приборы различных систем.

Когда приборы рассредоточены по местам измерений, в случае использования методов непосредственной оценки и компенсационного метода при контроле, возникают проблемы помехоустойчивости, электропитания приборов и унификации выходных сигналов для осуществления многоканальной регистрации данных измерений, поэтому отдаётся предпочтение применению специальных приборов с автономным питанием и запоминающими устройствами.

Вместе с тем, существующая номенклатура приборов не всегда позволяет решать проблему контроля технологического оборудования осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов (указывающих и регистрирующих) не в полной мере, в основном из-за трудностей измерения неэлектрических величин, поэтому устройства для их измерения электрическими методами постоянно развиваются и весьма разнообразны по принципам действия и техническому исполнению.

Приборы контроля для различных присоединений могут устанавливаться в разных цепях и разных местах: на центральном пульте управления, на главных щитах управления, на блочных щитах управления и на местных щитах. Даже на аналогичных присоединениях в зависимости от особенностей их режима работы количество контрольно-измерительных приборов может быть различным.

В большинстве случаев в цепях электрических станций и подстанций рекомендуется установка измерительных приборов [2,3]:

1. В цепях генератора:

а) цепь статора – амперметр в каждой фазе, вольтметр, ваттметр, счётчики активной и реактивной энергии, регистрирующие ваттметр, амперметр и вольтметр;

б) цепь ротора – амперметр и вольтметр постоянного тока, регистрирующий амперметр;

в) цепь синхронизации – вольтметр, частотомер, синхроскоп.

2. В цепях трансформатора:

а) *двухобмоточных* – амперметр, ваттметр, варметр с двухсторонней шкалой, счетчики активной, реактивной и потерь энергии. Перечисленные приборы устанавливаются на стороне низшего напряжения. Если трансформатор работает в блоке с генератором, то его режим контролируется по приборам, установленным в цепи статора.

На трансформаторах, в которых направление мощности и электроэнергии может изменяться, устанавливают ваттметры и варметры с двухсторонней шкалой и по два комплекта счетчиков со стопорами.

б) *трехобмоточных и автотрансформаторов* – устанавливают те же приборы, что и у двухобмоточных на сторонах низшего и среднего напряжений. На стороне высшего напряжения устанавливается только один амперметр.

3. В цепях сборных шин:

а) *шин генераторного напряжения* – по одному указывающему вольтметру и частотомеру на каждую секцию и резервную систему шин; на электростанциях мощностью *50 МВт* и выше на каждой секции и резервной системе шин устанавливают регистрирующие вольтметры и частотомеры, один комплект вольтметров (с переключателем) для контроля состояния изоляции;

б) *шин повышенного напряжения* – по одному указывающему вольтметру на каждой системе или секции шин, регистрирующие вольтметры и частотомеры, аварийные осциллографы;

в) *шин понижающих подстанций* – указывающий вольтметр на каждой системе и секции сборных шин всех напряжений. На шинах *6-10-35 кВ* – комплект приборов контроля изоляции.

Кроме того, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трех фаз, токи трех фаз, напряжение нулевой последовательности, токи нулевой последовательности и т.д. Эти записи позволяют выяснить картину того или иного аварийного режима.

4. На шинах линий электропередач 6-10 кВ и 35 кВ рекомендуется установка амперметров и счетчиков активной и реактивной энергии.

На шинах линий 110 кВ и выше рекомендуется установка одного или трёх амперметров (при пофазном управлении), ваттметра и варметра, счетчиков активной и реактивной энергии (на линиях связи между энергосистемами), фиксирующие приборы.

Питание приборов осуществляется от измерительных трансформаторов тока и напряжения.

III.1.1. Схемы включения в сеть амперметров и вольтметров

Для измерения нагрузки и напряжения в линиях электропередач применяют *амперметры* и *вольтметры*.

Амперметр включают в электрическую цепь последовательно с нагрузкой в результате чего через него проходит полный ток данной цепи. Поэтому собственное сопротивление амперметра должно быть мало, чтобы не изменилось сопротивление всей цепи и ток в ней при данном приложенном напряжении.

При прямом включении *амперметр* должен устанавливаться в непосредственной близости от измеряемой цепи, а при косвенном - место его установки можно отнести на любое расстояние, так как в этом случае он подключается к вторичным зажимам трансформатора тока тонкими проводами, через которые не будет проходить весь ток нагрузки цепи.

Прямое и косвенное включение *амперметра* в цепь нагрузки *Н* показано на *рис. III.2, а*.

На станциях *амперметры* устанавливаются в цепи возбуждителя, на шинах системы собственных нужд и на шинах повышающих

трансформаторов. Они устанавливаются также на каждой отходящей линии на районных подстанциях и между трансформатором и шинами НН потребительской подстанции для контроля нагрузки трансформатора.

Пределы измерения *амперметров*, отмеченные на шкале, должны быть выше на 25% номинального тока нагрузки генераторов или трансформаторов, на 50% для измерения пускового тока короткозамкнутых электродвигателей, и не менее чем на 10% в остальных случаях.

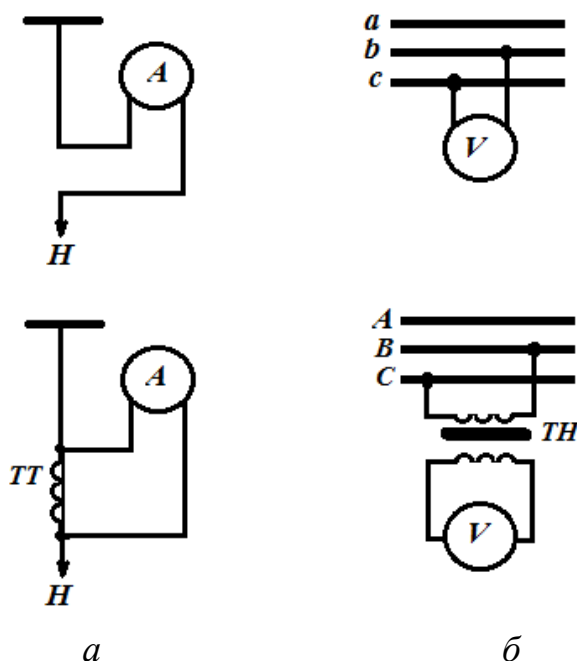


Рис. III.2. Включение в сеть амперметров (а) и вольтметров (б)

Для измерения величины напряжения применяют *вольтметры*. Их внутреннее сопротивление велико и поэтому их включают параллельно тому участку цепи, где измеряют напряжение.

При напряжении выше 380 Вольт измерительные приборы включают через измерительный трансформатор напряжения. Схемы включения *вольтметров* показаны на рис. III.2,б.

На станциях *вольтметры* устанавливают в цепях возбуждения генераторов (постоянного тока), на зажимах для измерения напряжения генератора, на сборных шинах, в цепях контроля изоляции и на шинах повышающей подстанции. На районных трансформаторных подстанциях

вольтметры устанавливают, как правило, только на шинах низкого напряжения и иногда на отходящих линиях.

Амперметры и *вольтметры*, кроме исполнения в виде стрелочных приборов, могут быть выполнены в виде самопишущих регистрирующих приборов. Такие приборы устанавливают для контроля тока и напряжения на необслуживаемых станциях и подстанциях, работающих автоматически. На бумажной ленте прибора непрерывно отмечаются все изменения нагрузки и напряжения, произошедшие за несколько дней или недель. Самопишущие приборы включают так же, как и обычные щитовые стрелочные приборы.

III.1.2. Схемы включения ваттметров

Ваттметры служат для измерения электрической мощности. Они могут измерять мощность как постоянного, так и переменного тока. В основном их используют для измерения мощности в цепях переменного тока, так как при постоянном токе ее удобнее измерять по показаниям *амперметров* и *вольтметров* [4].

Ваттметры электродинамической системы имеют подвижную и неподвижную катушки, образующие две отдельные цепи. Подвижная катушка выполнена из провода малого сечения, она имеет большое сопротивление и включается в цепь параллельно. Неподвижную катушку выполняют проводом большого сечения, она обладает малым сопротивлением и включается последовательно в цепь измерения. Для получения правильного отклонения стрелки *ваттметра* при взаимодействии магнитных потоков обеих катушек одни из зажимов каждой катушки прибора отмечают звездочкой. Эти зажимы условно называют генераторными и к ним подключают провода, идущие от источника питания; к остальным клеммам подключают провода, идущие к нагрузке.

В трехфазной системе с симметричной нагрузкой по фазам для измерения активной мощности достаточно иметь всего *один ваттметр* (обмотка тока включается последовательно в одну из фаз, а напряжения -

параллельно на фазное напряжение той же фазы). Однако в сельских электроустановках чаще встречается несимметричная нагрузка по фазам. В этом случае необходимо применять *два ваттметра*, токовые обмотки которых включают в крайние фазы, а напряжения - между крайними и средней фазами, как показано на *рис. III.3,а*.

Мощность трехфазной цепи будет определена как алгебраическая сумма показаний обоих ваттметров. Для таких нагрузок может быть использован один *трехфазный ваттметр* с двумя обмотками тока и напряжения, который сразу дает показания трехфазной мощности.

В четырехпроводных цепях с несимметричной нагрузкой по фазам используют три *ваттметра*, схема включения которых приведена на *рис. III.3,б*.

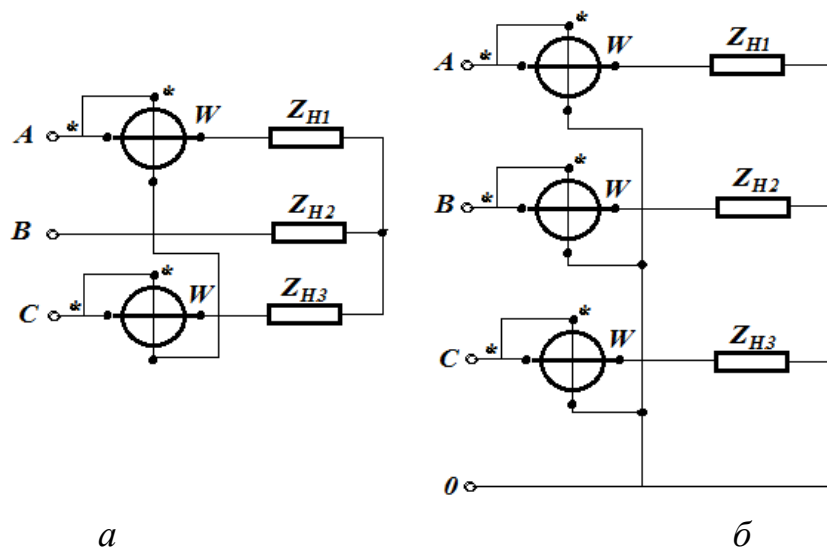


Рис. III.3. Схемы включения ваттметров для измерения мощности:

а - в трехфазной трехпроводной цепи, *б* - четырехпроводной цепи с несимметричной нагрузкой по фазам

Так как каждый *ваттметр* здесь будет измерять фазную мощность, то для получения трехфазной мощности надо сложить показания всех трех *ваттметров*.

Непосредственное включение *ваттметров* допускается при токах до *5А* и напряжении до *380В*, т. е. для небольшой мощности фаз.

При больших значениях тока и напряжения *ваттметры* (так же как и *амперметры* и *вольтметры*) включают через трансформаторы тока и напряжения. При этом они могут измерять трехфазную мощность от 250 до 25 тыс. кВт. Шкала таких приборов отградуирована в кВт, называются эти приборы *киловаттметрами*.

Киловаттметры устанавливают на станциях у генераторов (цепь статора) на повышающих трансформаторах и в системе питания приемников собственных нужд. На районных подстанциях их устанавливают на шинах вторичного напряжения (6 или 10 кВ) и подключают к вторичным обмоткам измерительных трансформаторов.

III.1.3. Схема включения варметра

Варметр (от *вар* и греч. *metreo* — измеряю), прибор для измерения реактивной мощности Q в электрических цепях переменного тока: $Q = U \cdot I \sin j$, где U — напряжение, I — сила электрического тока, j — фазовый угол между синусоидально изменяющимися током и напряжением.

Применяется в основном в трёхфазных цепях переменного тока промышленной частоты (50 Гц). Схема включения *варметра* такая же, как и *ваттметра*. Основу *варметра* составляет электроизмерительный механизм, обычно электродинамической или ферродинамической системы, и электрическая схема, обеспечивающая пропорциональность показаний *варметра* величине $\sin(j)$.

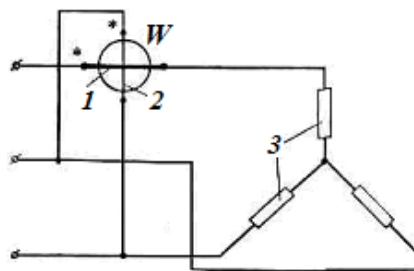


Рис. III.4. Схема включения варметра W для измерения реактивной мощности в случае равномерно нагруженных фаз:

1 — последовательная цепь; 2 — параллельная цепь; 3 — нагрузка

Для расширения предела измерений *варметра* применяют измерительные трансформаторы тока и напряжения. В качестве *варметра* могут быть использованы также *ваттметры*, включённые по специальной схеме (на *рисунке III.4* - пример включения *варметра* с равномерно нагруженными фазами). Технические требования к *варметра* стандартизованы в ГОСТах 22261-76 и 8476-60.

III.1.4. Схемы включения счетчиков электрической энергии

Для учета, выработанной на станциях и переданной потребителям энергии, применяют *счетчики электрической энергии* [5].

Их устанавливают на шинах генераторного напряжения, на отходящих линиях и на стороне *НН* понизительных подстанций потребителей.

Для учета активной энергии применяют однофазные *счетчики* типов *СО*, *СОУ* или трехфазные счетчики индукционной системы типов *САЗ* (*САЗУ*); а для учета реактивной энергии - *счетчики* типов *СР4* (*СР4У*). В обозначениях *счетчиков* буквы и цифры означают: *С* - *счетчик*, *О* - *однофазный*, *А* - *активной энергии*, *Р* - *реактивной энергии*, *У* - *универсальный*, *3* и *4* - для *трех-* и *четырёхпроводных* сетей.

Обмотки *счетчиков* рассчитаны как на непосредственное включение в сеть, так и через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

Счетчики для непосредственного включения изготавливаются на *5, 10, 20, 30* и *50 А*, а через трансформаторы тока - до *2000 А*; вторичный номинальный ток *счетчика*, при этом, для всех случаев будет *5А*.

Номинальные напряжения *счетчиков* для обмоток непосредственного включения: *127, 220* и *380 В*, а через трансформаторы напряжения - *100 В*.

При наличии трансформаторов *счетчики* можно подключать к шинам станций и подстанций с рабочими напряжениями *500, 600 В* или *3, 6, 10* и *35 кВ*.

На *рис. III.5* показаны схемы включения *трехфазных счетчиков* активной энергии типа *САЗ-И670М* при непосредственном включении в

трехпроводную сеть (рис. III.5,а) и через измерительные трансформаторы тока и напряжения (рис. III.5,б).

Со стороны питания счетчики подключаются к зажимам, обозначенным буквой *Г* (генератор), вторая буква *Н* (нагрузка) служит для обозначения клемм, отходящих проводов. Токовые обмотки (*ТО*) счетчиков включаются последовательно с линией, а обмотки напряжения (*ОН*) — параллельно фазным проводам. Трансформаторы тока и напряжения подключаются соответственно.

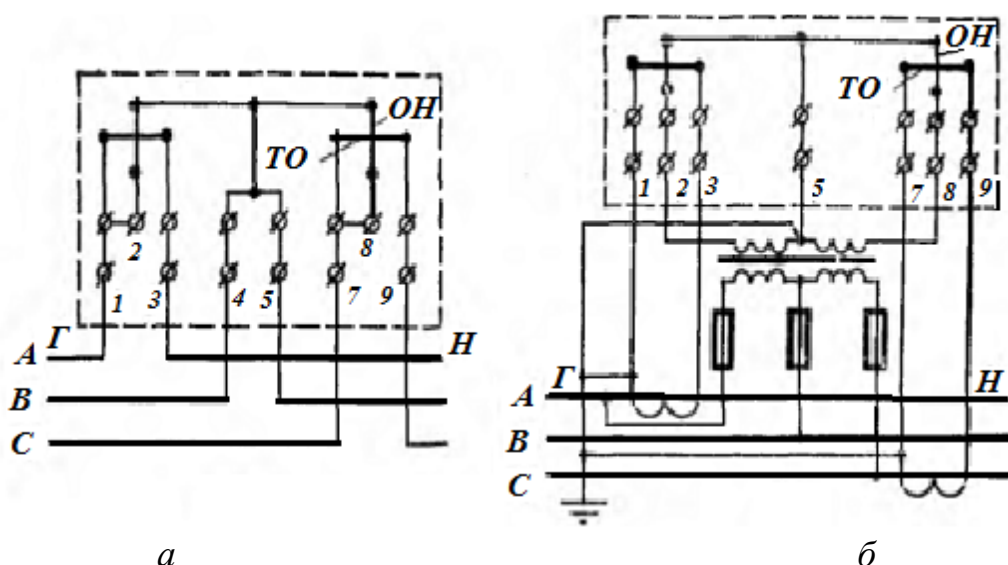


Рис. III.5. Схемы включения трехфазных счетчиков активной энергии в сеть: а — непосредственно, б — через вспомогательные измерительные трансформаторы

На сельских трансформаторных подстанциях потребителей счетчики включают через трансформаторы тока, а на районных подстанциях - через трансформаторы тока и напряжения.

На однофазных трансформаторных подстанциях мощностью $4\div 10$ кВА напряжением $6\div 10/0,23$ кВ устанавливают счетчик активной энергии типа СО-2М. Его присоединяют к трансформатору тока, установленному за однофазным трансформатором, поэтому он учитывает всю электроэнергию, проходящую через трансформатор. Счетчик имеет подогрев - тепловое сопротивление типа ПЭ-75.

На однотрансформаторных подстанциях потребителей напряжением $6\div 10/0,4$ кВ, мощностью $100\div 250$ кВА устанавливают трехфазные индукционные *счетчики* активной энергии типов СА4У или СА4И. Счетчики предназначены для четырехпроводной цепи и имеют семь выводов: по два для подключения к каждому из трех трансформаторов тока и один для подключения к нулевому проводу. Такие *счетчики* устанавливаются со стороны низкого напряжения силового трансформатора до шин, к которым подключены отходящие низковольтные линии, поэтому они учитывают всю электроэнергию, пропускаемую трансформатором.

На вводе к трансформаторам и на отходящих воздушных линиях таких подстанций *счетчики*, как правило, не устанавливают. Учет электроэнергии осуществляется непосредственно у потребителей.

На двухтрансформаторных сельских подстанциях с трансформаторами мощностью до 2×400 кВА счетчики на стороне НН трансформаторов не устанавливаются. В отдельных случаях они могут быть установлены на стороне ВН при наличии измерительного трансформатора напряжения.

В эксплуатации все же могут встретиться подстанции со *счетчиками* учета активной и реактивной энергии на стороне ВН трансформаторов.

Конструктивно механизм *счетчика* монтируется на литой стойке, расположенной в прямоугольном стальном или пластмассовом цоколе и закрывается пластмассовой крышкой. Универсальные *счетчики* имеют на лицевой стороне крышки съемный щиток и устройство для его опломбирования.

Счетчики выпускаются класса точности 2,0, за исключением *счетчиков* реактивной энергии непосредственного включения, которые имеют класс точности 3,0.

III.1.5. Частотомеры и синхроскопы

Частоту в цепях переменного тока измеряют вибрационными частотомерами электромагнитной системы. Обмотки электромагнитов

питаются переменным током, к ним дважды за каждый период притягиваются стальные пластинки, расположенные в ряд вдоль шкалы прибора. Пластинки подбираются так, чтобы при изменениях частоты они колебались с частотой вдвое большей, чем изменяется частота тока. Вследствие механического резонанса наибольший размах колебаний наступает у той пластинки, собственная частота которой вдвое больше данной измеряемой частоты. По ней определяют частоту тока в сети, пользуясь показаниями шкалы.

Измерение частоты проводят также стрелочными частотомерами.

Независимо от конструкции частотомеры включают в сеть параллельно, как и вольтметры.

Их устанавливают в цепях обмотки статора генераторов электростанций и используют для поддержания нормального режима и включения генераторов на параллельную работу [5,6].

Синхроноскопы (ламповые и электромагнитные) также применяются для включения генераторов на параллельную работу.

Подвижная часть электромагнитного стрелочного синхроноскопа, выполненная в виде Z-образного сердечника, может поворачиваться в обе стороны от среднего положения.

Угол поворота зависит от угла сдвига фаз токов, протекающих в катушках прибора. При разнице в частотах двух генераторов угол сдвига фаз непрерывно меняется, и подвижная часть прибора вращается в ту или иную сторону.

По надписям на шкале (быстрее, медленнее) оператор увеличивает или уменьшает скорость вращения синхронизируемой машины и при остановке стрелки на нулевом делении подключает синхронизируемый генератор к работающему.

Наличие синхроноскопов на станции значительно облегчает включение синхронных генераторов на параллельную работу.

III.1.6. Требования к приборам по классу точности

Для генераторов мощностью $12 \div 50$ МВт, межсистемных линий напряжением $110 \div 150$ кВ, а также для трансформаторов мощностью от 10 до 40 МВт должны применяться счетчики класса точности 1,0.

Эти счетчики, а также все расчетные счетчики должны присоединяться к измерительным трансформаторам класса точности 0,5.

Для технического учета допускается применение измерительных трансформаторов тока класса точности 1,0.

На такие же автотрансформаторы тока должны включаться датчики мощности, используемые для ввода информации в вычислительные устройства.

Щитовые приборы и датчики тока и мощности, используемые для всех видов измерений, должны включаться через измерительные трансформаторы тока класса точности не ниже 3,0.

§ III.2. Размещение измерительных приборов в основных цепях электростанции

III.2.1. Основные точки размещения измерительных приборов на ТЭС

Амперметры:

При переменном токе, как правило, измеряют ток в одной фазе. В трех фазах измеряют ток в турбогенераторах мощностью 12 МВт и выше; в линиях напряжением 330 кВ и выше; в линиях с пофазным управлением; в линиях с продольной компенсацией [7].

В трехобмоточных трансформаторах измеряют ток на всех фазах. В автотрансформаторах при наличии нагрузки на стороне НН дополнительно измеряют ток в общей обмотке.

Измерение постоянного тока необходимо в цепях возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов.

Вольтметры:

а) Измерение напряжения на секциях сборных шин. При этом ограничиваются одним прибором, который в эффективно-заземленных сетях измеряет три линейных напряжения, а в сетях незаземленных и компенсированных - три фазных и одно линейное напряжение.

На секциях сборных шин 110 кВ и выше регистрируется одно линейное напряжение.

б) У генераторов и синхронных компенсаторов на стороне переменного тока.

в) У генераторов мощностью более 1 МВт в цепях возбуждения.

Измерение мощности:

У синхронных генераторов измеряют активную и реактивную мощности для контроля за режимом генератора.

У генераторов мощностью 60 МВт и выше предусматривают также регистрацию активной мощности.

На станциях мощностью 200 МВт и выше измеряют суммарную мощность всех генераторов; предусматривают также регистрацию этой мощности.

У синхронных компенсаторов измеряют реактивную мощность.

У повышающих *двухобмоточных* трансформаторов измеряют активную и реактивную мощности на стороне НН, а у *трехобмоточных* трансформаторов и автотрансформаторов - также на стороне СН.

У понижающих трансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше измеряют активную и реактивную мощности, а при напряжении $110\div 150\text{ кВ}$ - только активную мощность.

У *двухобмоточных* трансформаторов мощность измеряют на стороне НН, а у *трехобмоточных* трансформаторов - на сторонах НН и СН.

На линиях напряжением 110 кВ и выше при двухсторонней передаче мощности измеряют как активную, так и реактивную мощность.

На трансформаторах и линиях *СН 6 кВ* и выше измеряют активную мощность.

Измерение частоты:

Необходимо на каждой секции сборных шин генераторного напряжения, на каждом генераторе блочной ТЭС или АЭС, на каждой системе или секции сборных шин высшего напряжения, в узлах возможного деления системы на несинхронно работающие части.

На станциях мощностью *200 МВт* и выше предусматривают регистрацию частоты.

III.2.2. Приборы регистрации и синхронизации сигналов, меняющихся во времени

Измерения при точной или полуавтоматической синхронизации производят с помощью двух вольтметров (или двойного вольтметра), двух частотомеров (или двойного частотомера), синхроскопа [8].

Осциллографы

Для автоматической регистрации аварийных процессов в электрической части энергосистем предусматривают автоматические осциллографы.

В частности, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трёх фаз, токи трёх фаз, напряжение нулевой последовательности и т.д.

Эти записи позволяют выяснить причину того или иного аварийного режима.

На линиях высокого напряжения устанавливаются приборы, определяющие место повреждения.

III.2.3. Счетчики

Измерение энергии производят с помощью расчетных счетчиков и счетчиков технического учета.

У генераторов расчетные счетчики активной энергии предусматривают:

- на присоединениях к сборным шинам генераторного напряжения, по которым возможна реверсивная работа (два счетчика со стопорами);
- на межсистемных линиях электропередачи (два счетчика со стопорами);
- на линиях всех классов напряжения, принадлежащих потребителям; на трансформаторах и линиях СН с напряжением выше 1 кВ .

У трансформаторов СН допускается установка счетчиков на стороне НН при питании от сборных шин 35 кВ и выше или от блоков при напряжении выше 10 кВ .

На подстанциях расчетные счетчики активной энергии предусматривают:

- на каждой линии, принадлежащей потребителю;
- на межсистемных линиях электропередачи (два счетчика со стопорами);
- на трансформаторах СН.

На подстанциях, принадлежащих потребителям, расчетные счетчики активной энергии устанавливают на вводах или на стороне ВН трансформаторов допускается установка счетчиков на стороне НН трансформаторов, если измерительные трансформаторы тока ВН не отвечают классу точности 0,5.

Счетчики реактивной энергии устанавливают:

- у источников реактивной мощности потребителей, если по ним производится расчет за электроэнергию;
- на элементах электрических станций и подстанций, где установлены счетчики активной энергии для потребителей и где расчет за электроэнергию производится с учетом разрешенной к использованию реактивной мощности.

Счетчики технического учета активной энергии предусматривают у электродвигателей с напряжением свыше 1 кВ и у трансформаторов СН

станций, агрегаты которых не оборудованы информационными или управляющими вычислительными машинами.

Счетчики технического учета активной и реактивной энергии предусматривают на трансформаторных подстанциях энергосистем со стороны обмоток *СН* и *НН*.

III.2.4. Контрольно-измерительные приборы на электростанциях и подстанциях

Контроль за режимом работы основного оборудования на электростанциях осуществляется с помощью указывающих и регистрирующих контрольно-измерительных приборов [9].

Приборы контроля для различных присоединений могут устанавливаться в разных цепях и разных местах: на центральном пульте управления, на главных щитах управления, на блочных щитах управления и на местных щитах.

В зависимости от особенностей и режимов оборудования количество контрольно-измерительных приборов может быть различным.

1). Для контроля генераторного напряжения устанавливают по одному указывающему вольтметру и частотомеру на каждую секцию и резервную систему шин.

На электростанциях мощностью *50 МВт* и выше устанавливают регистрирующие вольтметры и частотомеры на каждой секции и на резервной системе шин устанавливают один комплект вольтметров с переключателем (для контроля состояния изоляции).

2). Для контроля повышенного напряжения - по одному указывающему вольтметру на каждой системе или секции шин, регистрирующие вольтметры и частотомеры, аварийные осциллографы.

3). Для контроля понижающих подстанций - указывающий вольтметр на каждой системе и секции сборных шин всех напряжений. На шинах *6÷10÷35 кВ* - комплект приборов контроля изоляции.

Кроме того, на подстанции устанавливаются осциллографы, записывающие фазные напряжения трех фаз, токи трех фаз, напряжение нулевой последовательности, токи нулевой последовательности и т.д. Эти записи позволяют выяснить картину того или иного аварийного режима.

III.2.5. Контрольно-измерительные приборы на линиях электропередач

1). Линии $6\div 10$ кВ и 35 кВ - амперметр, счетчик активной и реактивной энергии.

2). Линии 110 кВ и выше - один или три амперметра (при пофазном управлении), ваттметр и варметр, счетчики активной и реактивной энергии (на линиях связи между энергосистемами), фиксирующие приборы.

Питание приборов осуществляется от измерительных трансформаторов тока и напряжения.

Приборы могут устанавливаться и на главном щите управления (ГЩУ), и на блочном щите управления (БЩУ) и на центральном щите (ЦЩУ), и на электростанциях с блоками генератор-трансформатор, и на местных щитах.

Наибольшее количество измерительных приборов устанавливают в цепях мощных генераторов, где выполняется контроль за нагрузкой во всех фазах, за активной и реактивной мощностью, ведётся учёт выработанной электроэнергии, а также контролируется ток и напряжение в цепи ротора и в цепи возбуждателя.

Кроме показывающих приборов устанавливаются регистрирующие (самопишущие) приборы: ваттметры в цепи статора генератора для контроля за активной мощностью, амперметры и вольтметры.

Кроме того, в цепи каждого генератора предусматриваются датчики активной и реактивной мощности U_P , U_Q , которые передают значение измеряемого параметра к суммирующим ваттметру и варметру на ЦЩУ или ГЩУ, к устройствам телемеханики.

На межсистемных линиях контролируются токи в каждой фазе, так как выключатели $220\div 500\text{кВ}$ имеют *пофазное* управление, а также *перетоки* активной и реактивной мощности [10,11].

III.2.5. Устройства и схемы включения измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока

Назначением трансформаторов тока в установках напряжением до 1000 В является понижение тока до величины, наиболее удобной для подключения измерительных приборов станций и подстанций [12,13,14,15].

В установках более высоких напряжений трансформаторы тока нужны также и для отделения вторичных цепей приборов от цепей первичного высокого напряжения.

Вторичный ток стандартных трансформаторов тока принят равным 5 А , что достигается соответствующим подбором отношения витков первичной и вторичной обмоток.

Первичные обмотки трансформаторов тока могут быть выполнены на токи до нескольких тысяч ампер. Это дает возможность включать их в цепи с большой нагрузкой и замерять эту нагрузку на вторичной стороне трансформаторов тока, подключая к ним измерительные приборы, отградуированные на первичную нагрузку.

Каждый трансформатор тока характеризуется номинальным коэффициентом трансформации по току, который представляет собой отношение номинальных токов первичного ко вторичному

$$n_T = \frac{I_{\text{НОМ}1}}{I_{\text{НОМ}2}}. \quad (\text{III.1})$$

Так как в большинстве случаев $I_{\text{НОМ}2} = 5\text{ А}$, то коэффициент трансформации указывают дробью, например:

$$n_T = \frac{100}{5}. \quad (\text{III.2})$$

Вторичная мощность трансформатора тока равна

$$W_2 = I_{ном2}^2 Z_2, \quad (III.3)$$

где Z_2 — полное сопротивление внешней цепи, включая сопротивление всех катушек приборов и реле. Или, пренебрегая индуктивными сопротивлениями токовых цепей и заменив Z_2 на R_2 , получим

$$W_2 = I_{ном2}^2 R_2 \text{ (ВА)}. \quad (III.4)$$

Первичная обмотка трансформаторов тока выполняется в виде катушки, насаженной на сердечник. Трансформаторы тока для установок низкого напряжения выполняются с одним сердечником и одной вторичной обмоткой, а для установок высокого напряжения с несколькими сердечниками и обмотками.

По числу витков первичной обмотки трансформаторы тока делятся на одновитковые и многовитковые.

В одновитковых роль витка играет токоведущий стержень или шина, на которую надевается трансформатор.

Многовитковые трансформаторы изготовляют на большие первичные токи порядка сотен ампер.

Наиболее распространенные типы трансформаторов тока, применяемые в сельских электроустановках, следующие: *ТКМ*, *ТПФМ*, *ТПЛ*, *ТПШЛ*, рассчитанные на первичные токи от 5 до 3000 А и выше.

В обозначениях трансформаторов буква *T* — означает трансформатор тока, *K* — катушечный, *П* — проходного исполнения, *Ф* — с фарфоровой, а *Л* — с литой изоляцией, *М* — модернизированный.

На *рис. III.6, а и б* показаны схема исполнения и внешний вид трансформатора тока типа *ТПОЛ*, литой корпус которого соединен с установочной плитой, имеющей крепежные отверстия.

Трансформаторы типов *ТПЛ*, *ТПОЛ*, *ТПШЛ* имеют малые габариты и повышенную устойчивость к токам короткого замыкания.

Трансформаторы проходного исполнения чаще всего применяют в распределительных устройствах, так как они могут заменить собой проходные изоляторы.

Трансформаторы с литой изоляцией выполняются в едином блоке (обе обмотки и сердечник заливаются синтетической смолой, что повышает прочность обмоток, и сокращает размеры трансформатора).

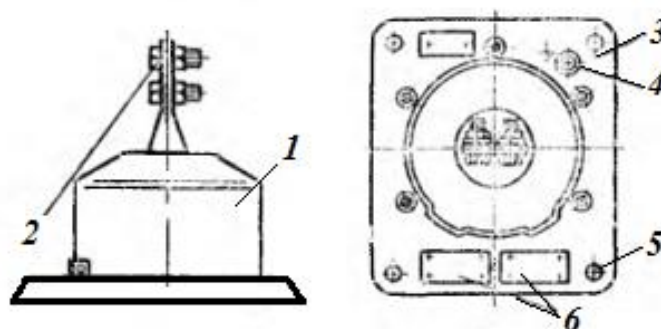


Рис. III.6,а. Измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ на 10 кВ:
1 — литой корпус, 2 — выводы, 3 — установочная плита, 4 — болт, 5 — крепежные отверстия, 6 — зажимы



Рис. III.6,б. Внешний вид трансформатора ТПОЛ10-0,5/10Р-600/5 ХЗ

Трансформаторы ТПОЛ-10 используются для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам, устройствам защиты и управления, а также для изолирования цепей вторичных соединений от

высокого напряжения в электрических установках переменного тока частоты 50 или 60 Гц на класс напряжений до 10 кВ включительно. Трансформаторы предназначены для встраивания в распределительные устройства и токопроводы.

Расшифровка ТПОЛ10-0,5/10Р-600/5 Х:

- Т - трансформатор тока;
- П - проходной;
- О - одновитковый;
- Л - с литой изоляцией;
- 10 - номинальное напряжение, кВ;
- 0,5 - класс точности обмотки для измерений;
- 10Р - класс точности обмотки для защиты;
- 600 - номинальный первичный ток, А;
- 5 - номинальный вторичный ток, А;
- ХЗ - климатическое исполнение (У, Т) и категория размещения (3) по ГОСТ 15150-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Трансформаторы тока могут включаться в одну, две или три фазы. Независимо от способа включения в установках высокого напряжения одна точка вторичной обмотки заземляется по условиям безопасности (на случай пробоя первичной обмотки на вторичную).

Для подключения контрольно-измерительных приборов используют схемы включения трансформаторов тока в две или три фазы, соединяя их в неполную или полную звезду соответственно (рис. III.7).

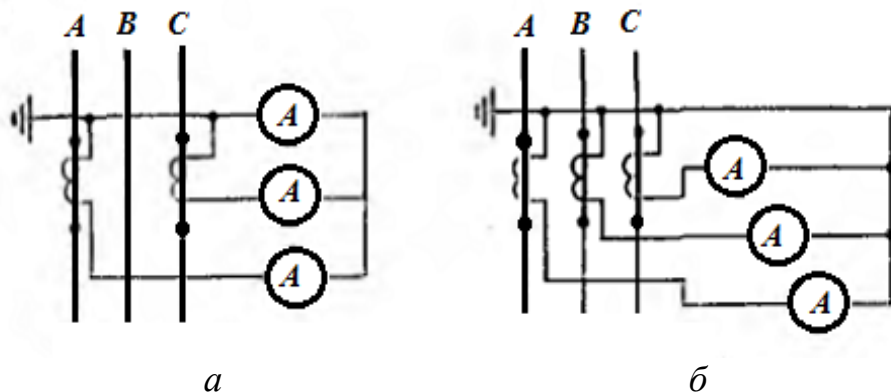


Рис. III.7. Схемы включения трансформаторов тока:

а — в две фазы, б — в три фазы

Для разовых замеров, например нагрузки по фазам в цепях напряжения выше 1000 В, применяют трансформаторы тока с разъемными сердечниками,

выполненными в виде токоизмерительных клещей. Разъемный сердечник со вторичной обмоткой, к которой подключен амперметр, укреплен на изолирующих ручках. Роль первичной обмотки играет охватываемая токоведущая часть или провод.

Токоизмерительные клещи часто используют для контроля равномерности нагрузки отдельных фаз электроустановки.

Стационарные трансформаторы тока выбирают по роду установки, номинальным данным, классу точности и нагрузке, а проверяют на термическую и динамическую устойчивость токам короткого замыкания.

Трансформаторы напряжения

Эти измерительные трансформаторы устроены и работают, как обычные небольшие силовые трансформаторы с номинальным коэффициентом трансформации по напряжению

$$K_H = \frac{U_{НОМ1}}{U_{НОМ2}} \approx \frac{\omega_1}{\omega_2}. \quad (III.5)$$

Первичное номинальное напряжение соответствует напряжению установки, а вторичное $U_{НОМ2} = 100 \text{ В}$ (на это напряжение и выполняются обмотки подключаемых измерительных приборов).

На рис. III.8 показан однофазный трансформатор *НОМ-10* на первичное напряжение 10 кВ и вторичное напряжение 100 В для внутренней установки.

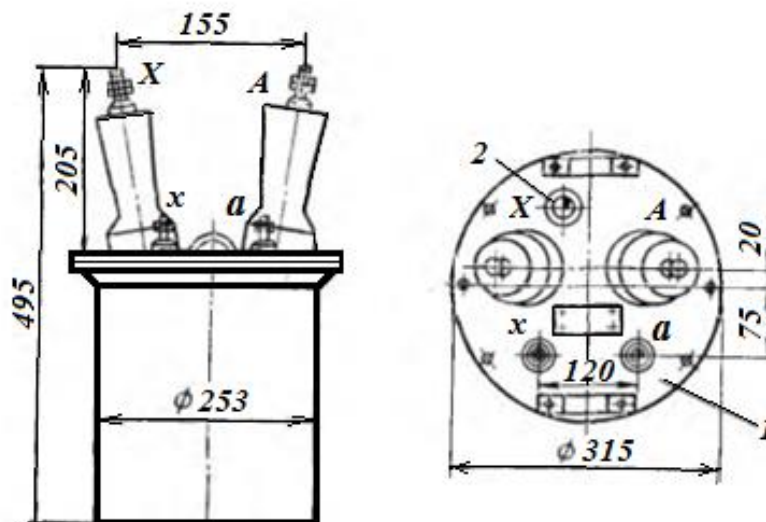
На крышке трансформатора *1* расположены изоляторы высокого напряжения с вводами *А* и *Х* для подключения к сети и выводами *а*, *х* низкого напряжения. Масло в бак трансформатора заливается через пробку *2*.

Трансформаторы напряжения устанавливаются в ячейках распределительных устройств и защищаются предохранителями типа *ПКТ*.

Трансформатор напряжения имеет две обмотки: первичную и вторичную, намотанные на одном сердечнике.

Сердечник с обмотками помещают в кожух, заполненный маслом (для напряжения $3 \div 35 \text{ кВ}$), или выполняют их сухими для напряжений $0,5 \text{ кВ}$.

Трансформаторы выполняют как однофазными, так и трехфазными.



*Рис. III.8,а. Измерительный однофазный трансформатор напряжения типа НОМ-10:
1 — трансформатор, 2 — пробка*



Рис. III.8,б. Внешний вид трансформатора НОМ-10

Трансформаторы типа ЗОМ

Трансформаторы *ЗОМ* предназначены для комплектации трансформаторов напряжения серии *ЗНОМ*.

Трансформаторы могут эксплуатироваться при внутренней и наружной установке в районах с умеренным климатом, при этом:

- высота над уровнем моря не более 1000 м;
- режим работы - длительный; температура окружающего воздуха от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$;
- Относительная влажность воздуха не более 80% при 25°C .

Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, во взрывоопасной и агрессивной среде.

Структура условного обозначения. *ЗОМ-1/Х-Х ХХ*: *З* - заземленный; *О* - однофазный; *М* - естественная циркуляция воздуха и масла; *1* - номинальная мощность, $\text{kB}\cdot\text{A}$ (округлена); *Х* - класс напряжения первичной обмотки, kB ; *Х* - год разработки трансформатора; *ХХ* - климатическое исполнение (*У, Т*) и категория размещения (*1; 2*) по *ГОСТ 15150-69*.



Рис. III.9. Внешний вид трансформатора *ЗОМ*

Пример условного обозначения трансформаторов:

Трансформатор номинальной мощности $1,25 \text{ kB}\cdot\text{A}$ с напряжением первичной обмотки $27,5 \text{ kB}$, климатическим исполнением *У*, категорией

размещения -1 при заказе и в документации другого изделия:
«Трансформатор ЗОМ-1,25/35 У1 СТ АО 00010033-028-2010».

Таблица III.2

Основные технические характеристики трансформаторов ЗОМ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения	Масса не более, кг	
		ВН	НН		масла	полная
ЗОМ-1,25/35-У1	1,25	27,5	0,23	1/1-0	20	80
ЗОМ-2,0/35-У1	2,0	25			21	82
ЗОМ-2,0/35-У1	2,0	27,5			21	82

Линейное напряжение цепи можно измерить однофазным трансформатором, подключенным между фазами.

Двумя однофазными трансформаторами, соединенными в открытый треугольник (рис. III.10,а), можно измерить три любых линейных напряжения (или три фазных напряжения при создании искусственной нулевой точки).

Эту схему включения применяют на станциях и подстанциях для питания обмоток напряжения самых разнообразных измерительных приборов - вольтметров, счетчиков, ваттметров.

Трехфазные трансформаторы напряжения могут быть выполнены как с трехстержневыми сердечниками и одной вторичной обмоткой, так и с двумя вторичными обмотками. Дополнительные крайние стержни такого трансформатора играют роль шунтов по отношению к основным стержням.

Схема включения в сеть пятистержневого трансформатора с двумя вторичными обмотками W_2 и W_3 (последняя соединена в открытый треугольник) показана на рис. III.10,б.

Эта схема является наиболее универсальной, так как она позволяет измерять не только фазные и линейные напряжения, но и осуществить контроль изоляции установки. В этом случае к обмотке w_3 подключают вольтметр или реле напряжения, действующие на сигнал при замыкании фазы на землю.

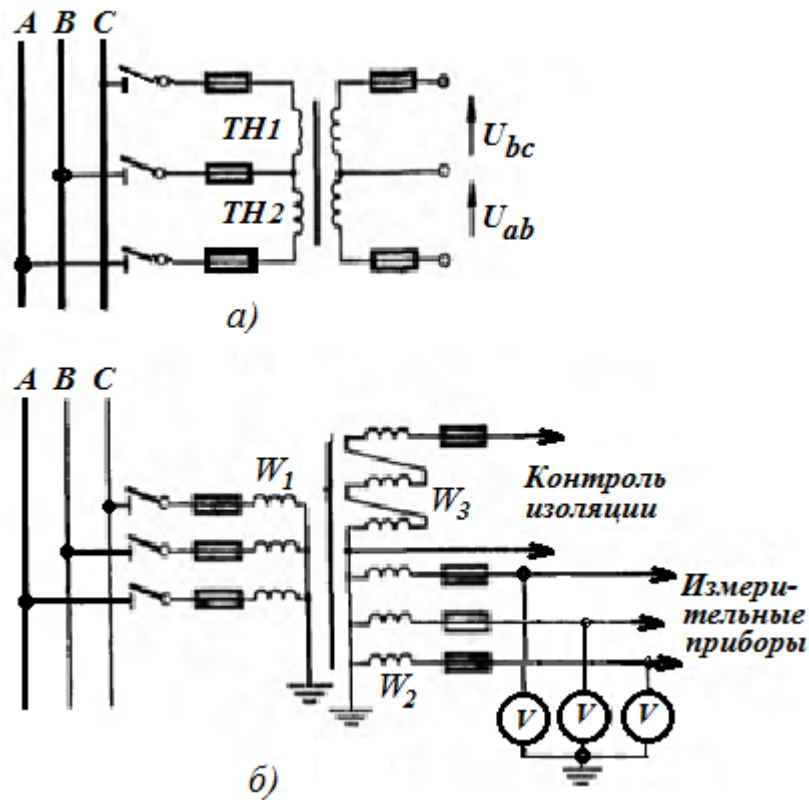


Рис. III.10. Схемы включения двух однофазных трансформаторов напряжения:
а — в открытый треугольник, *б* — трехфазного пятистержневого трансформатора для измерения напряжения в установках выше 1000 В

В распределительных устройствах сельских станций и подстанций трансформаторы напряжения подключаются к шинам через разъединители и кварцевые предохранители. Количество измерительных приборов, которое можно подключить к вторичным обмоткам трансформаторов напряжения, ограничено их мощностью.

Нормальная работа трансформатора напряжения гарантирована при условии, если падение напряжения во вторичной цепи не превышает 1% от номинального.

Трансформаторы применяются в наружных (типа *НОМ-35*, серий *ЗНОМ* и *НКФ*) или внутренних установках переменного тока напряжением 0,38÷500 кВ и номинальной частотой 50 Гц.

Трехобмоточные трансформаторы *НТМИ* предназначены для сетей с изолированной нейтралью, серии *НКФ* (кроме *НКФ-110-58*) - с заземленной нейтралью.

В электроустановках используются однофазные, трехфазные (пятистержневые) и каскадные трансформаторы напряжения (ТН).

Каскадные трансформаторы напряжения выполняются с пятистержневым сердечником, крайние стержни которого обеспечивают замыкание в них магнитных потоков нулевой последовательности, соответствующих напряжениям и токам нулевой последовательности при замыканиях на землю.

Первичные и основные вторичные обмотки трансформаторов типа *НТМИ* соединяют в звезду с заземленной нейтралью, что позволяет включать измерительные приборы и реле на линейные и фазные напряжения (*рис. III.11*).

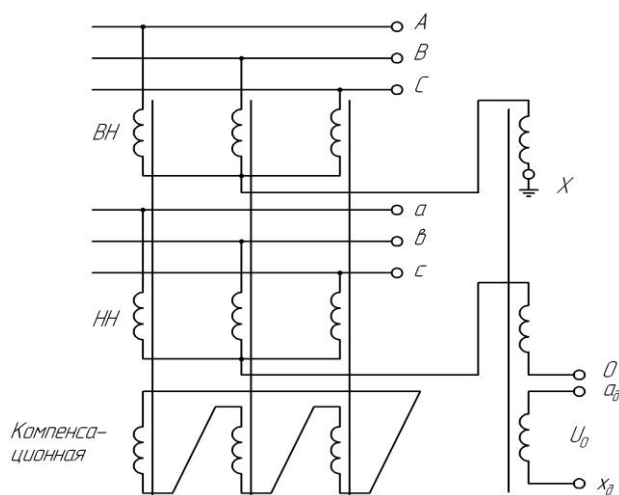


Рис. III.11. Схема соединения трехфазного трансформатора напряжения типа *НТМИ*



Рис. III.12. Внешний вид трансформатора *НТМИ-10*

Трёхфазная группа трансформаторов напряжения НИОЛ-СТ-2М предназначена для применения в электрических цепях измерения, устройств защиты, управления и автоматики в электрических установках переменного тока частотой $50\div 60$ Гц в сетях с изолированной нейтралью, а также для установки в комплектные распределительные устройства (КРУ); устойчива к феррорезонансу и (или) воздействию перемежающейся дуги в случае замыкания одной из фаз сети на землю.

Трёхфазная группа трансформаторов *НИОЛ-СТ-3(6;10)-2МП* и *НИОЛ-СТ-3(6;10)-2МПУ* изготавливаются со встроенным предохранительным устройством на выводах обмоток ВН (*рис. III. 12*).

Изготавливается в климатическом исполнении У и Т категории размещения 2 и 3 по ГОСТ 15150-69.

Трёхфазная группа трансформаторов *НИОЛ-СТ-3(6;10)-2МП* и *НИОЛ-СТ-3(6;10)-2МПУ* изготавливаются со встроенным предохранительным устройством на выводах обмоток ВН. Изготавливается в климатическом исполнении У и Т категории размещения 2 и 3 по ГОСТ 15150-69. 85.

Технические параметры трёхфазной группы трансформаторов *НИОЛ-СТ-2М*. Параметр: *Класс напряжения, кВ*. Значение *3-6-10*. Наибольшее рабочее напряжение, *кВ*.



Рис. III.13. Внешний вид измерительного трансформатора напряжения НИОЛ

Номинальное линейное напряжение первичной обмотки, В. Предельная мощность вне класса точности, В·А. Тип резисторов. Количество резисторов, шт. Норма сопротивления, Ом. Норма мощности, Вт.

§ III.3. Устройство и схемы распределительных устройств (РУ)

(Распределительные устройства станций и подстанций)

III.3.1. Назначение и классификация распределительных устройств

Основные определения

Распределительным устройством станций и подстанций (РУ) называется электроустановка, предназначенная для приема электрической энергии от генераторов, трансформаторов или линий электропередачи и ее распределения между потребителями. В состав РУ входят коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, измерительные приборы, устройства автоматики и защиты [16].

По своему назначению распределительные устройства делятся на следующие типы:

- главные РУ, служащие для приема электроэнергии от генераторов электростанции;
- РУ повышающих и понижающих подстанций, в которых электроэнергия распределяется после повышения или понижения напряжения в силовых трансформаторах;
- РУ собственных нужд, предназначенные для распределения электроэнергии потребителями собственных нужд станций и подстанций;
- линейные РУ (распределительные пункты), в которых энергия распределяется между отдельными воздушными линиями без трансформации напряжения.

По роду напряжения и местоположению распределительные устройства делятся на РУ напряжением до 1000 В и выше 1000 В, в том числе генераторного напряжения.

На крупных электростанциях РУ генераторного напряжения выполняются на напряжении $3\div 10\text{ кВ}$, а для небольших сельских станций они могут быть выполнены на напряжении до 1000 В .

По роду установки основного оборудования РУ делятся на закрытые (ЗРУ) с размещением оборудования в закрытых зданиях и помещениях (рис. III.14) и открытые (ОРУ) с размещением оборудования на открытом воздухе (рис. III.15).

В сборных РУ основные узлы, каркасы и опорные части изготавливают заранее на специализированных заводах или в мастерских, а сборка их и установка аппаратуры производится на месте.

Комплектные РУ [17] целиком изготавливаются на заводах и комплектуются необходимой аппаратурой, приборами и др. Они выполняются как для внутренней установки (КРУ), так и для наружной (КРУН). В последнее время этот тип РУ используют при выполнении объектов сельской электрификации.



Рис. III.14. Блочно-модульное закрытое РУ

Закрытые распределительные устройства с открытыми или закрытыми камерами применяются на крупных станциях и подстанциях на напряжения 10 кВ . В открытых камерах устанавливаются малообъемные масляные выключатели; этот тип камер наиболее распространен на сельских станциях и подстанциях.



Рис. III.15. Открытое распределительное устройство 110 кВ

Низковольтные распределительные устройства в сельской электрификации выполняют в виде комплектных шкафов и щитов внутренней установки или в виде закрытых шкафов наружной установки, например, на мачтовых подстанциях напряжением $6\div 10/0,4\text{ кВ}$.

Распределительные устройства напряжением 10 кВ выполняются закрытыми в сборных или комплектных ячейках, а РУ-35 кВ - как правило, открытыми.

Таблица III.3

**Минимально допустимые расстояния для закрытых РУ
в зависимости от напряжения установки**

Допустимое расстояние для ЗРУ, см	Номинальное напряжение установки, кВ			
	1 - 3	6	10	35
<i>Между токоведущими частями различных фаз и от них до заземлённых частей</i>	7,0	10,0	13,0	32,0
<i>От голых токоведущих частей до сплошных ограждений и металлических дверей</i>	9,5	12,0	15,0	32,0
<i>От голых токоведущих частей до сетчатых ограждений и сетчатых дверей</i>	16,5	19,0	22,0	39,0
<i>От голых токоведущих частей до уровня пола</i>	250	250	250	270
<i>Между неограждёнными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора управления</i>	200	200	200	200

III.3.2. Требования, предъявляемые к выполнению распределительных устройств

От правильного выполнения распределительных устройств зависит экономичность и бесперебойность работы всей электроустановки в целом, поэтому к ним предъявляют ряд требований.

Распределительные устройства закрытого типа напряжением выше 10кВ могут иметь однорядное или двухрядное исполнение. При длине до 7м оно должно иметь один выход, а от 7м и выше два выхода на концах коридора управления. План таких устройств с указанием допустимых габаритных размеров показан на *рис. III.16*.

Двухрядные РУ более распространены, так как они получаются более компактными, чем однорядные. Следует отметить, что приведенные в *табл. 10* допустимые расстояния являются минимальными, на практике расстояния между токоведущими частями, как правило, увеличивают.

Токоведущие части закрытых РУ ограждают сплошными или сетчатыми ограждениями высотой не менее 1,7м или барьерами. Сборные шины стараются (по возможности) располагать в верхней части РУ, закрепляя их в горизонтальной плоскости.

Размещают масляные выключатели в камерах той или иной конструкции в зависимости от количества масла в них. Многообъемные баковые выключатели с количеством масла 60кг и более устанавливают в

закрытых камерах, имеющих отдельный выход и порог, рассчитанный на удержание полного объема масла.

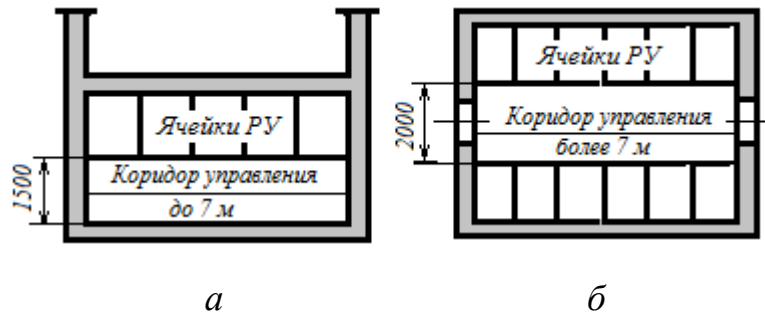


Рис. III.16. План закрытого РУ напряжением 6÷10 кВ:

а — при однорядном, б - двухрядном расположении ячеек с аппаратурой

Выключатели с объемом масла 25÷60 кг устанавливают в открытых камерах с проемами, защищенными сетчатыми перегородками.

Малообъемные выключатели с объемом масла *менее 25 кг* монтируют только в открытых камерах, разделенных простыми перегородками.

Приводы к выключателям устанавливают в коридорах управления за перегородками или стенами. Шины укрепляют на опорных конструкциях, сваренных из угловой стали или швеллеров.

Приводы к разъединителям устанавливают на лицевой стороне панелей или стенах камер, выходящих в коридор управления. Там же устанавливают щитовые измерительные приборы. Трансформаторы тока в ЗРУ сельских электроустановок используются, как правило, проходной конструкции, их устанавливают в камерах выключателей на наклонных полках, выполненных из угловой стали. Для трансформаторов напряжения предусматривают отдельную камеру, где монтируют также разъединитель для отключения трансформатора и высоковольтные предохранители. В ряде случаев для ЗРУ 6÷10 кВ там же монтируют комплект вентильных разрядников.

Силовые трансформаторы устанавливают, как правило, на открытом воздухе, рядом с закрытым распределительным устройством (ЗРУ). Всю ошиновку открытых распределительных устройств (ОРУ) и установку на них

оборудования выполняют с учетом допустимых правилами расстояний между токоведущими частями. В табл. III.4 приведены эти расстояния для жестких шин и токоведущих частей, которые при использовании гибких соединений и спусков должны быть увеличены.

Таблица III.4

Минимально допустимые расстояния для открытых РУ высокого напряжения

Допустимое расстояние для ОРУ, см	Номинальное напряжение установки, кВ			
	до 10	20	35	110
Между токоведущими частями различных фаз	22	33	44	100
Между токоведущими частями и заземлёнными конструкциями	20	30	40	90
Между ближайшим неограждёнными токоведущими частями по горизонтали	220	230	240	290
Токоведущих частей от уровня планировки территории при отсутствии ограждения	290	300	310	360
От токоведущих частей до постоянных ограждений	95	105	115	165

Для крепления проводов ОРУ применяют опорные изоляторы и натяжные гирлянды подвесных изоляторов тарелочного типа. При рабочем напряжении 35 кВ количество подвесных изоляторов в натяжной гирлянде для крепления шин должно быть равным четырем (для изоляторов типа П-4,5 или ПС-4,5). Натяжные гирлянды используются для натяжения круглых шин (проводов) ОРУ между анкерными спорами или порталами. Поддерживающие гирлянды предназначены для поддержки проводов на промежуточных опорах.

Шины ОРУ делают также жесткими, выполняя их из труб или стальных пластин прямоугольного сечения.

Порталы ОРУ 35 кВ выполняются железобетонными или металлическими. Для железобетонных порталов применяют унифицированные стойки типов СНВс-3,2 или УСТ-2. Траверсы для порталов делают металлическими. Под силовые трансформаторы предусматриваются металлические рамы на железобетонных фундаментах. Шины подвешивают на высоте 6÷7 м от уровня земли. Разъединители устанавливают на высоте 3÷4 м, а ручные приводы к ним - на высоте 1,2÷1,5 м над уровнем земли.

Баковые масляные выключатели устанавливают на железобетонных фундаментах высотой от 0,8 до 1,5 м. Под такими выключателями, так же как и под силовыми трансформаторами, делают площадку и гравийную засыпку толщиной не менее 25÷30 см. Чтобы предотвратить растекание масла при повреждениях бака аппарата гравийную засыпку делают такой, чтобы она выступала за габариты аппарата не менее чем на 1 м.

Разъединители, измерительные трансформаторы устанавливают на невысоких конструкциях - стульях, выполненных из того же материала, что и опоры данного ОРУ. Их делают такой высоты, чтобы было удобно подключить аппарат к подводящим или сборным шинам ОРУ и обеспечить безопасный проход под ними.

Силовые и контрольные кабели прокладывают по территории ОРУ вдоль дорожек, в специальных каналах, закрытых плитами из негорючего материала. Всю территорию открытой части подстанции ограждают сплошным деревянным или металлическим забором высотой не менее 2,4 м.

III.3.3. Распределительные шкафы и щиты для внутренней установки

Простейшие распределительные устройства на напряжение до 660 В переменного и 440 В постоянного тока выполняются в виде распределительных щитов или шкафов. На небольших сельских электростанциях, кроме распределительных щитов, устанавливают панели управления генераторами, с аппаратурой включения, регулирования скорости и др. На подстанциях на распределительных щитах устанавливают всю аппаратуру напряжением ниже 1000 В и измерительные приборы, необходимые для распределения электроэнергии на этом напряжении. Щиты изготавливаются на заводах и поставляются в виде комплектных панелей или шкафов со смонтированными рубильниками, автоматами, предохранителями и другой аппаратурой. Они изготавливаются из стальных листов и угловой стали. Ширина панели обычно составляет 800÷900 мм, глубина 500÷600 мм,

а высота $1800 \div 2400$ мм. Щиты могут устанавливаться как свободно стоящие на расстоянии не менее 0,8 м от стен РУ.

В этом случае они допускают двустороннее обслуживание. Щиты и панели, предназначенные для одностороннего обслуживания, устанавливают непосредственно у стен распределительного устройства в виде «щитовых конструкций» - панелей. Панели комплектуются типовым оборудованием, из которого собирают необходимую схему распределительного устройства низкого напряжения.

Для сельских электроустановок широко используют распределительные щиты внутренней установки одностороннего обслуживания серии ЩО-59 на напряжение 380/220 В. Они комплектуются типовыми панелями, характеристики которых приведены в табл. III.5.

Таблица III.5

Технические характеристики панелей распределительных щитов серии ЩО-59

Тип панели	Тип автоматического выключателя	Количество отходящих линий	Номинальные токи отходящих линий, А	Масса с аппаратурой, кг
Панели линейные				
ЩО-59-13	A3120	6	100	130
ЩО-59-14	A3130	4	200	139
ЩО-59-15	A3140	2	600	128
ЩО-59-1	Рубильники и предохранители	4	100 и 250	-
Панели вводные (ввод шинами)				
ЩО-59-19	AB 10	1	1000	203
ЩО-59-20	AB 15	1	1500	272
Панели секционные				
ЩО-59-11	-	-	600	73
ЩО-59-12	-	-	1000	86
ЩО-59-23	AB 10	1	1000	181

Схемы вводных, линейных и секционных панелей распределительных щитов ЩО-59 показаны на рис. III.17. Панели используют для комплектования закрытых распределительных устройств низкого напряжения электростанций и подстанций. На таких панелях устанавливают предохранители типа ПН-2, рубильники РПСУ со смещенным ручным приводом, автоматические выключатели серии АВ и установочные автоматы серии А3100. Сборные алюминиевые шины располагают в верхней части щитов, там же на лицевой стороне установлены измерительные приборы. Для

смены предохранителей, осмотра и ремонта аппаратов на лицевой стороне панели предусмотрена одностворчатая дверь (кроме секционных панелей). Панели могут комплектоваться аппаратурой, не предусмотренной типовыми схемами.

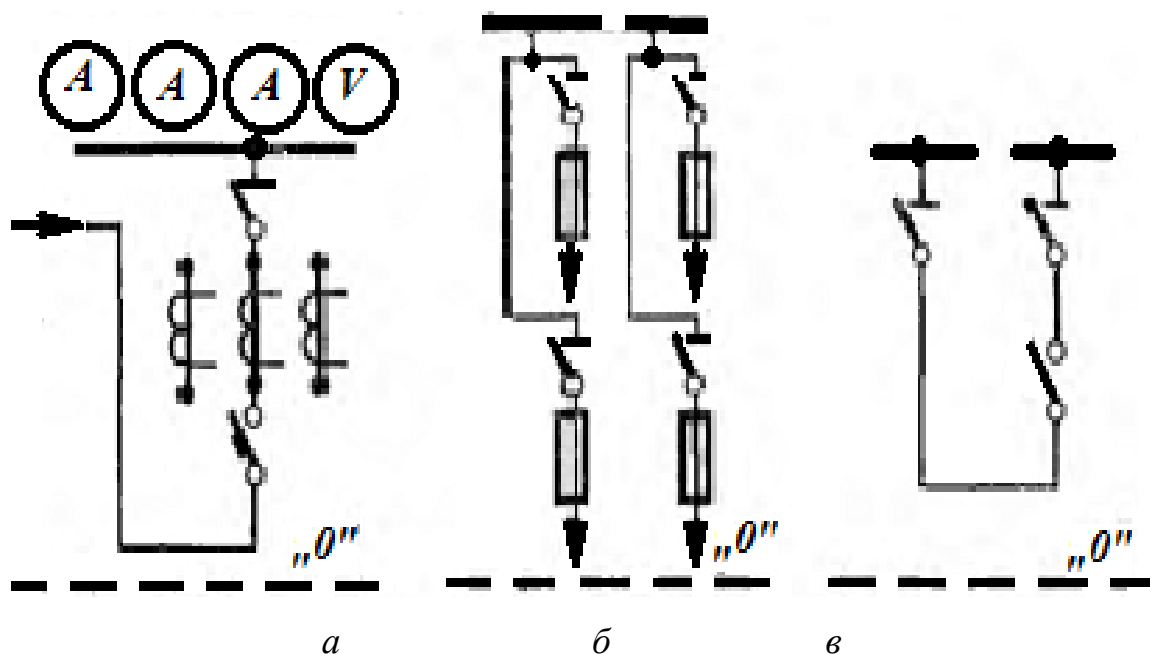


Рис. III.17. Схемы типовых панелей распределительных щитов одностороннего обслуживания серии ЩО-59: а - для вводной; б— линейной; в —секционной панелей.

На рис. III.18 показана панель щита ЩО-59 с установкой трех вентильных разрядников типа РВН-0,5, для которых использована одна из линейных панелей.

Для свободно стоящих шкафов используют распределительные панели типов ПРС-1 и ПРС-2 с двусторонним обслуживанием. Они комплектуются предохранителями типа ПН-2, рубильниками с центральным приводом РГ1У, автоматическими выключателями АВ с электродвигательным или рычажным приводом и установочными автоматами серии АЗ100.

Для низковольтных распределительных устройств комплектных трансформаторных подстанций типа КТП (мощностью от 160 до 630 кВА) применяются распределительные шкафы типа КРН, укомплектованные автоматическими воздушными выключателями.

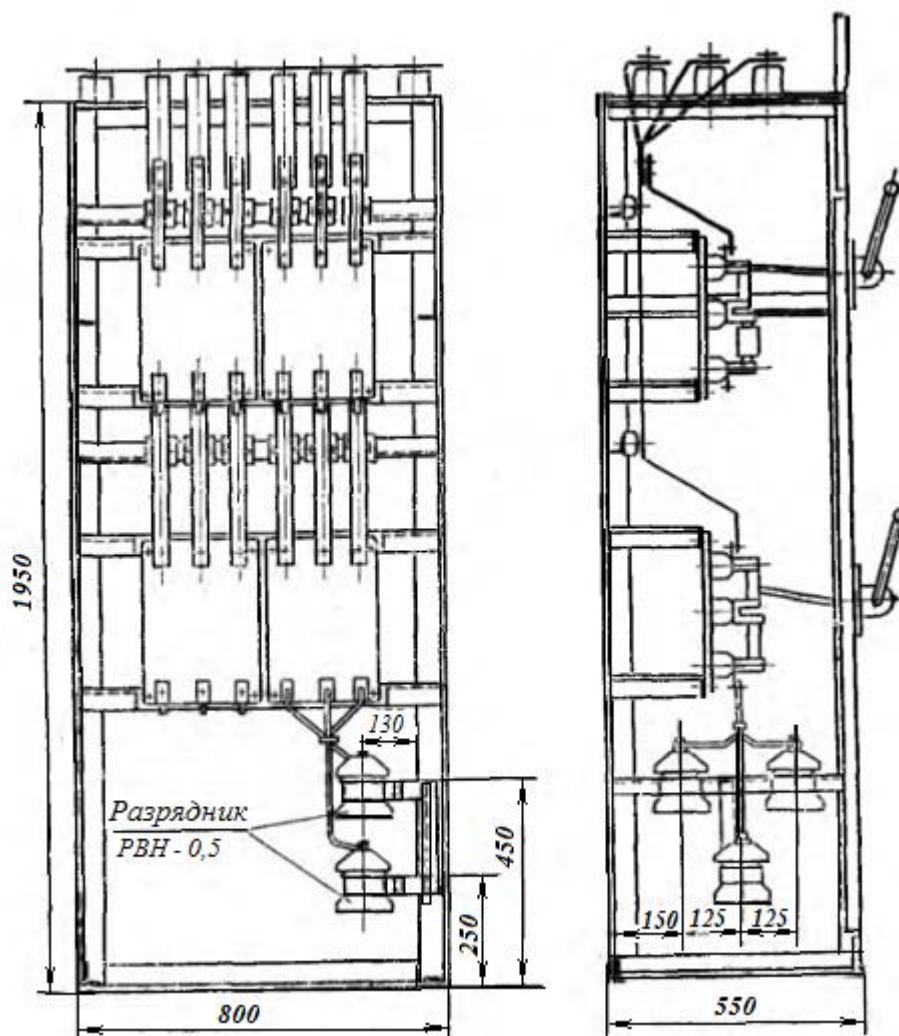


Рис. III.18. Панель распределительного щита ЩО-59 с установкой вентильных разрядников типа РВН-0,5

Секционные шкафы *KPH-5* и *KPH-7* комплектуются автоматами *A3144B* или *ABM10CB* для подключения участков секционированных шин и линейными автоматами типа *A3100B*. В качестве линейных шкафов используются шкафы типов *KPH-5*, 6, 8, 9; они укомплектованы автоматами серии *A3100B*.

Шкафы типа *KPH* выполнены из стальных листов, боковые части связаны верхней и нижней рамами.

Управление автоматическими выключателями выведено на двери ячеек. Подача напряжения на автоматические выключатели и снятие с них нагрузки осуществляется контактными ножами штепсельного присоединения.

Шкафы имеют алюминиевые шины, соединение шин двух шкафов осуществляется шинными перемычками.

Шкафы устанавливаются на железобетонном фундаменте рядом с силовым трансформатором в закрытом помещении.

Шкафы типа *КТП* могут комплектоваться также панелями и шкафами двустороннего обслуживания типов *ПД* и *ШД*.

В практике могут встретиться весьма разнообразные конструкции распределительных щитов и панелей. Однако при выборе щита для монтажа следует выбирать щиты, изготовленные из стандартных элементов квалифицированным персоналом специализированных заводов, поставляемые в собранном виде.

Свободно стоящие щиты с двусторонним обслуживанием удобны в эксплуатации, однако они требуют больше места, чем щиты с односторонним исполнением.

III.3.4. Закрытые распределительные устройства напряжением 6÷10 кВ

В высоковольтных закрытых распределительных устройствах (*РУ*) аппаратура и приборы устанавливаются в ячейках (камерах), вдоль которых сооружается коридор обслуживания.

Устройства с глухими закрытыми камерами, предназначенными для «баковых выключателей» с большим объемом масла, в настоящее время в сельской электрификации не сооружаются. Наиболее распространены распределительные устройства с ячейками открытого типа и малообъемными масляными выключателями: они проще по конструкции и уменьшают общую кубатуру здания. В таких *РУ* ячейки, состоящие из металлических каркасов и листовой стали толщиной 2-3 мм, разделены стальными или асбоцементными листами. Лицевая часть ячеек, выходящая в коридор обслуживания, отгораживается стальными листами и металлической сеткой.

Как правило, каждую ячейку, конструктивно разбивают на три части: токоведущие сборные шины размещают сверху; масляные выключатели

помещают в средней части, а линейные разъединители, трансформаторы тока и кабельные выводы - в нижней части РУ.

Трехполюсные шинные разъединители отделяют от сборных шин полкой с проходными изоляторами для защиты сборных шин от дуги при неправильных операциях с разъединителями.

Приводы разъединителей стараются расположить рядом с приводами масляных выключателей, что позволяет наиболее просто осуществить механическую блокировку между ними.

Закрытое распределительное устройство напряжением 6-10 кВ показано на *рис. III.19*.

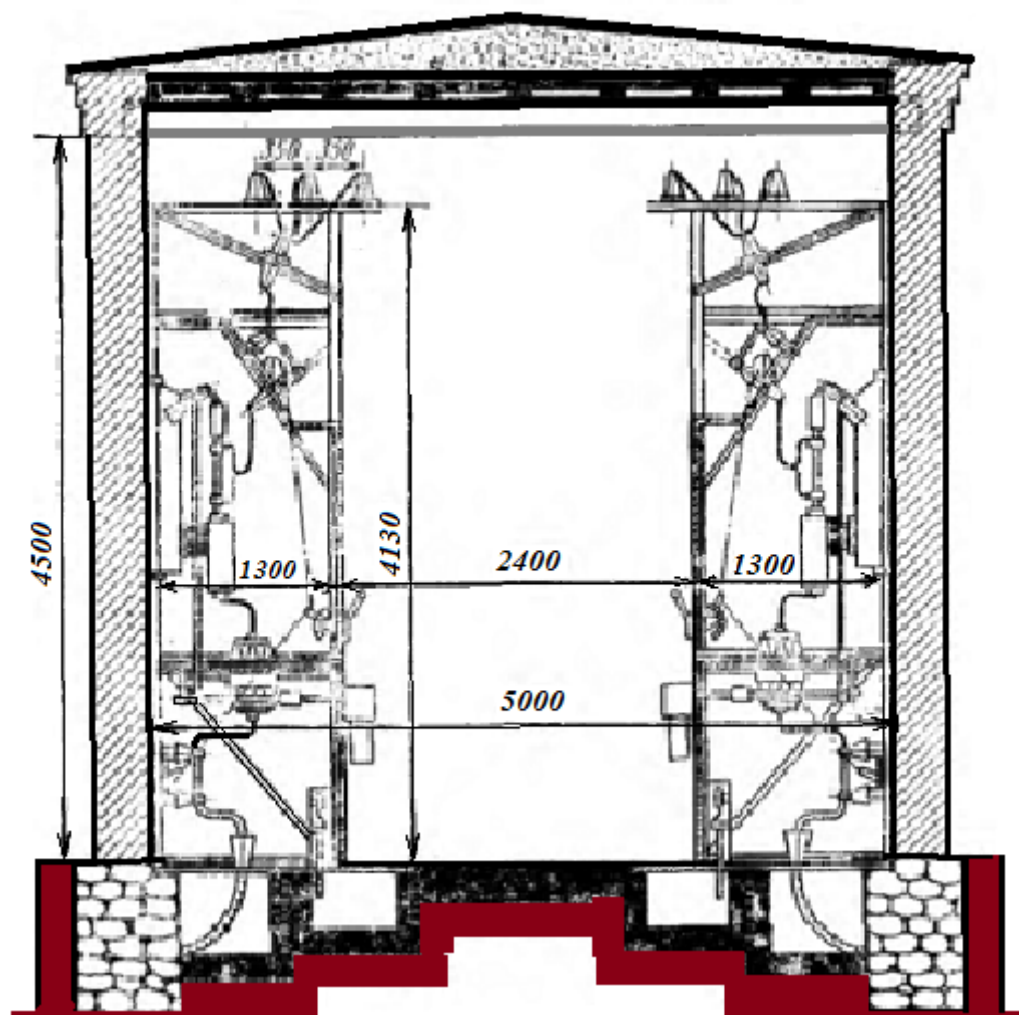


Рис. III.19. Закрытое РУ напряжением 6-10 кВ

Распределительные устройства сельских станций или подстанций выполняют, как правило, с одинарной системой сборных шин, поэтому их

размещают в одноэтажных кирпичных или из железобетонных панелей зданиях. В последнее время все большее предпочтение при сооружении закрытых РУ отдают комплектным устройствам, снабжая их камерами, заранее собранными и изготовленными на специализированных заводах. Их применение значительно упрощает и ускоряет монтаж распределительных устройств, при одновременном его высоком качестве.

III.3.5. Комплектные распределительные устройства внутренней установки

Комплектные распределительные устройства для внутренней установки выполняются в виде отдельных металлических камер типа КСО (камера сборная одностороннего обслуживания) или в виде металлических шкафов типа КРУ.

В камерах КСО оборудование и приборы жестко закреплены на опорных рамах из угловой стали, в шкафах КРУ оборудование размещено на выкатных рамах — тележках, которые при необходимости можно выдвигать из шкафа.

Камеры КСО просты по конструкции, поэтому их можно изготавливать как на заводах, так и в мастерских монтажных организаций.

После сборки их привозят на место установки и монтируют.

Заводами Минмонтажспецстроя СССР изготавливаются камеры типа КСО-266 на напряжение 10 кВ с одинарной системой сборных шин. Они предназначены для установки в помещениях с колебаниями температуры от -5 до $+35^{\circ}\text{C}$.

Камеры КСО-266 комплектуются малообъемными масляными выключателями типа ВМГ-10 (или ВМГ-133) с приводами типов ПП-61, ПП-67 и ПЭ-11, автогазовыми выключателями нагрузки типа ВНП-17з, другой высоковольтной аппаратурой, ошиновкой, а также защитными и измерительными приборами.

Разъединители и выключатели нагрузки снабжены стационарными заземляющими ножами и соответствующими блокировками, исключающими ошибочные операции с ними.

На *рис. III.20* показана схема камеры типа КСО-266 с установкой измерительного трансформатора напряжения.

Трансформатор напряжения 1 типа НОМ-10 подключен к шинам через разъединитель 3 с заземляющими ножами типа РВЗ-10/400 и защищен кварцевым предохранителем 2 типа ПКТ-10.

Над панелью размещен клеммный короб со световым карнизом. Габаритные размеры камеры (глубина, ширина и высота) составляют 1200 X 1000 X 2932 мм, а ее масса — около 500 кг.

Камеры КСО-266 с масляными выключателями имеют массу 750÷850 кг, их размеры соответственно составляют 1200 X 1000 X 3085 мм.

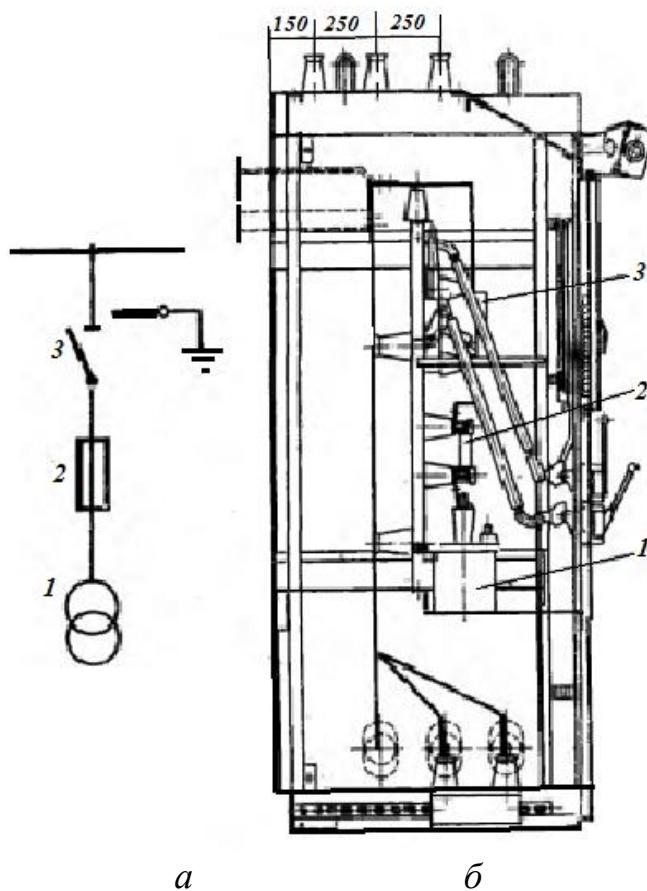


Рис. III.20. Камера типа КСО-266:

а — схема, *б* — разрез камеры; 1 — трансформатор; 2 — кварцевый предохранитель, 3 — разъединитель

Схема и разрез такой камеры с кабельным выводом на отходящую линию показаны на *рис. III.21*.

Масляный выключатель 2 подключен к шипам через шинный разъединитель 1 типа РВФ-10/600. Между выключателем и линейным разъединителем типа РВЗ-10/600 с заземляющими ножами установлен измерительный трансформатор тока 3.

Выключатель снабжен пружинным приводом типа ПП-67. Сборные шины в камерах типа КСО располагаются над шкафами, вся аппаратура — внутри, а приборы управления и защиты — на наружной лицевой панели. Габаритные размеры камеры составляют 1200 X 1000 X 3085 мм.

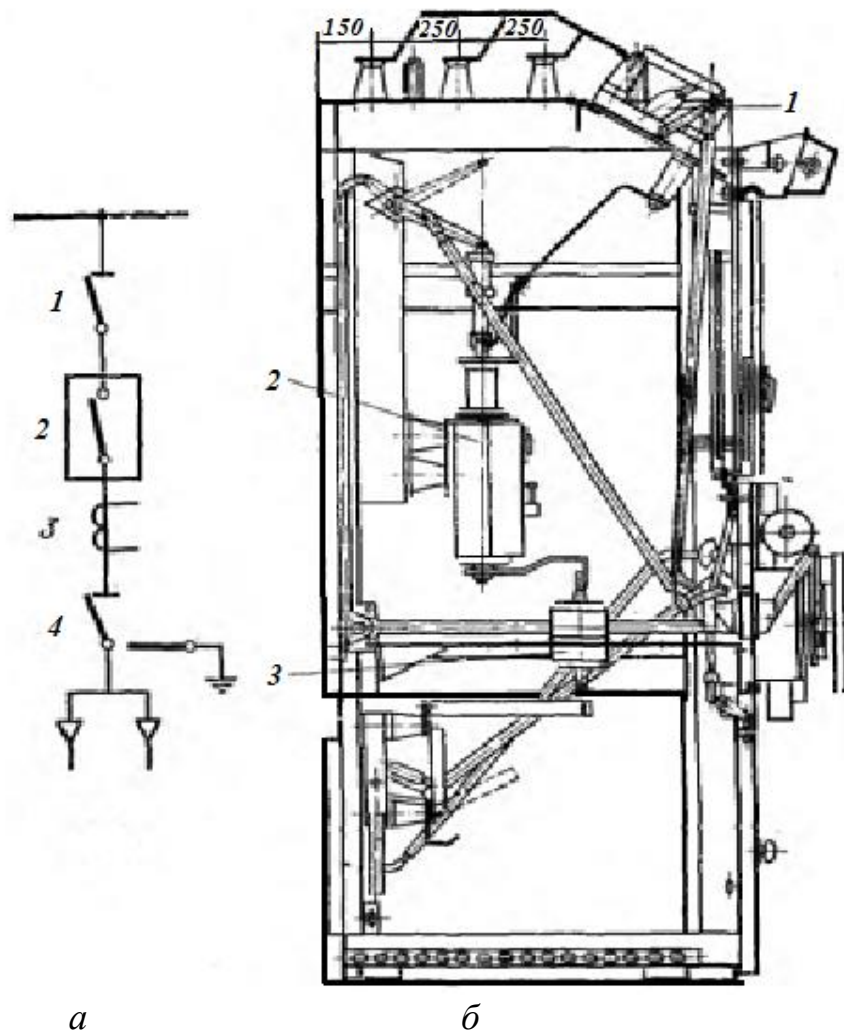


Рис. III.21. Камера КСО-266 с масляными выключателями:
а — схема камеры, *б* — разрез камеры; 1, 4 — разъединители, 2 — масляный выключатель, 3 — измерительный трансформатор тока

Камеры типа КСО выполняются с различными схемами-ячейками, из которых можно при монтаже собирать требуемое распределительное устройство. Для соединения камер между собой (или двух рядов камер) предусмотрены шинные мосты, соединяющие камеры напрямую, или через секционные разъединители.

Камеры КСО-366 распределительных устройств напряжением 10 кВ предназначены для установки в помещениях с колебаниями температуры от -20 до +35 С. Они комплектуются разъединителями и выключателями нагрузки, защитными и измерительными приборами. В таких камерах могут быть установлены также выключатель нагрузки типа ВНИз-17, разрядники и трансформаторы напряжения. Размер камер КСО-366 составляет 1000×1000×2080 мм, а их масса, в зависимости от оборудования, - от 250 до 340 кг.

III.3.6. Открытые распределительные устройства напряжением 35/6-10 кВ

Открытые распределительные устройства выполняют для напряжений 35 кВ и выше. Все аппараты этих устройств располагают на открытом воздухе без каких-либо покрытий, а токоведущие части закрепляют на подвесных или опорных изоляторах, устанавливаемых на специальных конструкциях. Порталы открытых РУ с изоляторами могут быть металлическими или железобетонными (рис. III.22).

Открытые распределительные устройства имеют меньший объем работ, они легко поддаются расширению, на них удобней заменять и монтировать оборудование. Хороший обзор и значительные расстояния между токоведущими частями также следует отнести к преимуществам РУ открытого типа.

Недостатки РУ следующие: большая по сравнению с закрытым площадь, которую занимают ОРУ, воздействие атмосферных осадков на

незащищенное оборудование, трудности в обслуживании при сильных морозах, снегопадах.



Рис. III.22. Открытые распределительные устройства районных подстанций.

Различают ОРУ низкого и высокого типов; первые — с расположением оборудования на основаниях и фундаментах малой высоты в одной горизонтальной плоскости и вторые - в нескольких плоскостях с закреплением аппаратов на высоких стальных конструкциях.

В сельской электрификации применяют низкие ОРУ, более экономичные при строительстве, чем высокие (рис. III.23).

Для ошиновки и спусков к аппаратам используют голый алюминиевый провод, подвешивая его на гирляндах из нескольких высоковольтных изоляторов. Соединять эти провода пайкой или скруткой не разрешается; для соединения применяют специальные соединительные ответвительные зажимы или выполняют соединения сваркой.

Отличительной особенностью электрооборудования, устанавливаемого на открытых распределительных устройствах, является приспособление его к работе на открытом воздухе. Учитывая возможность понижения температуры зимой, некоторые аппараты и приводы к ним снабжаются устройствами подогрева.

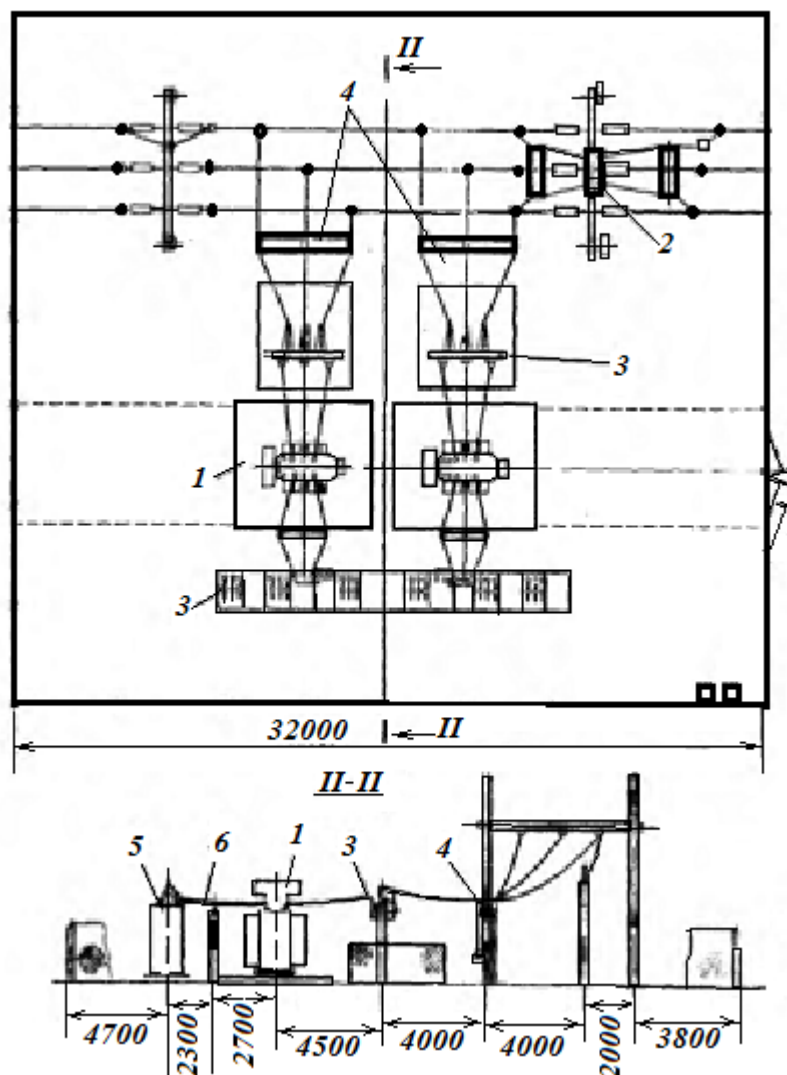


Рис. III.23. Установка типового ОРУ-35 кВ двухтрансформаторной подстанции
1 – силовые трансформаторы; 2 – масляный выключатель; 3 – железобетонная стойка; 4 – разъединители; 5 – шкафы; 6 – стойки

Силовые трансформаторы 1 мощностью 1000-1600 кВА устанавливаются на металлических рамах и железобетонном фундаменте.

На подстанции со стороны ввода предусмотрен масляный выключатель 2 типа ВМ-35/600; на железобетонной стойке 3 размещены предохранители типа ПСН-35 и вилитовые разрядники РВС-35.

Отпайки от сборных шин к трансформаторам подключены через разъединители 4 типа РДНД 16-35/600. На металлоконструкциях с унифицированными железобетонными стойками УСТ-2 установлены линейные разъединители РЛНД2-35/600. Порталы для сборных шин выполняются из металла или железобетона.

Опорные изоляторы для проводов ввода от трансформатора к шкафам 5 типа РУ-10 кВ устанавливаются на стойках 6. Под трансформаторами предусмотрена гравийная засыпка, все ОРУ вместе с распределительным устройством 6-10 кВ обнесено внешним ограждением из металлической сетки. Кроме него предусмотрено внутреннее ограждение (от порталов до трансформаторов). Для распределения электроэнергии на напряжении 6-10 кВ применяются комплектные шкафы наружной установки типа КРН-П-10.

III.3.7. Комплектные распределительные устройства наружной установки

Для распределения электроэнергии районных подстанций на напряжении 6 или 10 кВ используются комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН).

Куйбышевский завод «Электроцит» изготавливает КРУН серии К-ХШ в виде закрытых металлических шкафов, в которых размещены высоковольтные аппараты, сборные шины, приводы, электроизмерительные приборы и вспомогательное оборудование. Шкафы поставляются в полностью собранном виде, боковые стенки шкафов съемные, что позволяет собирать необходимую схему при монтаже РУ, устанавливая их рядом и соединяя отдельные ячейки сборными шинами в необходимой последовательности.

Необходимые для данных условий распределения электроэнергии и выбирают по схемам первичных соединений.

Шкафы выпускаются на номинальные токи 600, 1000 и 1500 А, они оборудованы выключателями типа ВМП-10 с приводами ПЭ-11 или ПП-61, в них можно устанавливать трансформатор собственных нужд типа ТМ

мощностью до 63 кВА; система сборных шин принята одинарной, а все шкафы КРУН предназначены для одностороннего обслуживания с одним коридором управления (кроме ячейки трансформатора собственных нужд).

Шкафы могут выполняться как с выкатными тележками, на которых смонтированы все основные аппараты, так и без выкатных тележек. В конструкции шкафов с выкатными тележками безопасность работ обеспечивается за счет размыкания штепсельных зажимов и отсоединения ячеек от шин при выкатывании тележек наружу.

Рассмотрим устройство шкафа КРУН, разрез которого показан на *рис. III.24*.

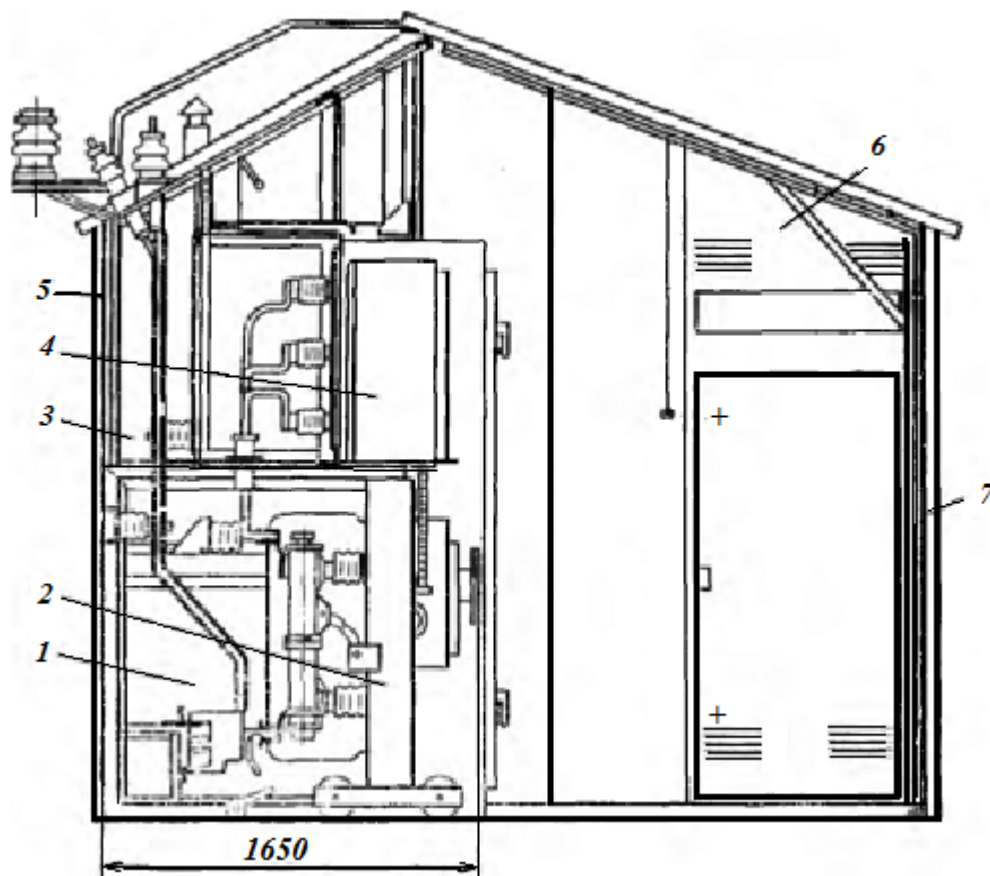


Рис. III.24. Шкаф комплектного распределительного устройства наружной установки КРУН серии К-ХШ:

1 - шкаф, 2 - тележка, 3 - отсек, 4 - шкаф, 5 - задняя стенка, 6 - торцевая стенка, 7 - стенка передняя

Ячейка состоит из корпуса шкафа 1, в котором размещены трансформаторы тока типа ТВЛМ-10, кабельные разделки, разъединитель с

заземляющими ножами, неподвижные части разъединяющих контактов штепсельного типа. На выкатной тележке 2 устанавливается масляный выключатель типа *ВМП-10* с приводом, трансформаторы напряжения, разрядники и подвижные части разъединяющих контактов. В отсеке 3 помещен блок шин с опорными и проходными изоляторами для крепления сборных шин или шин воздушного ввода. В шкафу 4 установлены приборы измерения, учета и сигнализации. Задняя стенка 5 сделана съемной для доступа к оборудованию при его монтаже и ревизиях. Передняя стенка 7 и торцовая стенка 6 коридора управления поставляются отдельным элементом и устанавливаются на месте монтажа. Корпус шкафа представляет собой сварную металлическую конструкцию, закрепляемую на закладных частях общего пола или фундамента распределительного устройства. Габаритные размеры шкафов К РУН с выкатными тележками следующие: ширина 900, глубина 1600, высота 2400 мм; без выкатных тележек: 900, 1250, 2400 мм соответственно. Габариты шкафа собственного расхода: ширина 1350, глубина 1565, высота 2400 мм.

§ III.4. Конструктивное выполнение распределительных устройств (выбор компоновки и разработка чертежей)

III.4.1. Общие положения

При выборе типа конструкции РУ необходимо учитывать номинальное напряжение, схему электрических соединений, габариты устанавливаемого оборудования и условия внешней среды, которые задаются преподавателем - руководителем проекта [18,19].

РУ электрических станций и подстанций выполняются внутренней и наружной установки и соответственно называются закрытыми - с расположением оборудования в зданиях (ЗРУ) и открытыми - с расположением всего или основного оборудования на открытом воздухе (ОРУ). РУ

могут быть комплектными для внутренней установки (КРУ), для наружной установки (КРУН) и с элегазовой изоляцией (КРУЭ).

ЗРУ применяются, в основном, на напряжении $6\div 10\text{кВ}$, а также на напряжении $35\div 220\text{ кВ}$ при ограниченности площадок под РУ, в случае повышенной загрязненности атмосферы и при особо тяжелых климатических условиях (Крайний Север).

ОРУ сооружаются на электростанциях и подстанциях при напряжениях 35 кВ и выше при нормальных условиях внешней среды. При проектировании рекомендуется применять комплектные ячейки $6\div 10\text{ кВ}$, комплектные РУ, а также отдельные узлы заводского исполнения.

Рекомендуется выполнять конструктивные чертежи только для одного из РУ. По остальным РУ составляется краткое описание принятых решений. Основой для конструктивного выполнения РУ являются типовые конструктивные решения. Типовые конструкции РУ разрабатываются применительно к основным электрическим схемам, которые в настоящее время применяют на электростанциях и подстанциях.

Описания и чертежи типовых конструкций РУ приведены в [15,16,17].

Таким образом, при выборе конструкций РУ необходимо подбирать типовой проект, компоновку, согласно выбранной схемы электрических соединений, и проверить возможность установки выбранного оборудования в ячейках.

При чтении чертежей РУ следует придерживаться следующих соображений.

1. Схема принятого РУ должна точно соответствовать главной схеме электрических соединений.

2. Габаритные размеры и внешний вид электрических аппаратов, изоляторов и шин должны быть взяты из каталогов и вычерчены в соответствующем масштабе. Допускаются небольшие упрощения в изображении аппаратов, не искажающие их формы.

3. На чертежах указываются размеры строительных конструкций (или основные размеры здания) и основные электрические расстояния, нормированные ПУЭ.

Конструктивный чертеж РУ должен содержать спецификацию электрических аппаратов, изоляторов и шин.

III.4.2. Рекомендации по конструктивным решениям РУ

Закрытые РУ

Наибольшее распространение получили генераторные распределительные устройства (ГРУ) 6-10 кВ с одной системой сборных шин, выполняемые в одноэтажном здании [2,9,11]. В центральной части здания располагаются сборные шины и шинные разъединители, далее следуют ячейки генераторных, трансформаторных и секционных выключателей, групповых и секционных реакторов и шинных трансформаторов напряжения. У стены здания расположены ячейки КРУ. Имеются два подземных кабельных туннеля и два вентиляционных канала. Оборудование в ГРУ располагают рядами в камерах - закрытых или огражденных. Вдоль фронта камер предусматривают коридор обслуживания. Реакторы устанавливают обычно в закрытых вентилируемых камерах, остальное оборудование - в открытых камерах, защищенных со стороны коридора сетчатым ограждением.

При разработке конструкции ГРУ с использованием типового проекта необходимо проверить соответствие размеров камер типового РУ выбранному оборудованию. Основная задача состоит в размещении секции сборных шин в ГРУ и распределении ячеек всех присоединений в пределах каждой секции. Секции сборных шин размещают последовательно друг за другом по одну или обе стороны от центрального коридора управления.

Расположение ячеек в ГРУ производят в следующем порядке. Сначала размещают ячейки межсекционных связей в соответствии с принятым расположением секций; затем размещают ячейки генераторов и

трансформаторов, и в последнюю очередь на свободных местах располагают ячейки трансформаторов напряжения и шиносоединительных выключателей. ГРУ с двумя системами сборных шин размещается в двухэтажном здании. На верхнем этаже монтируются сборные шины и шинные разъединители, на нижнем - выключатели, реакторы и шкафы КРУ потребителей энергии на генераторном напряжении.

Рекомендуется следующий порядок анализа конструкции ГРУ.

1. Изучаются типовые чертежи ЗРУ и выбирается конструкция, наиболее соответствующая схеме электрических соединений проектируемой станции.

2. Составляется схема заполнения ГРУ применительно к принятой компоновке и уточняется главная схема соединений.

3. При составлении схемы заполнения необходимо учесть, что выводы к генераторам должны быть выполнены по одну сторону ГРУ, а к трансформаторам связи - в противоположную сторону.

4. Разрабатывается поперечный разрез ГРУ в масштабе 1:20 или 1:50. ЗРУ напряжением 35-220 кВ проектируются также с применением типовых проектов. В отличие от ГРУ они выполняются с двумя системами шин или с двумя рабочими и обходной системами шин. Все присоединения в таких ЗРУ располагаются с одной стороны здания. Оборудование в ЗРУ размещается на разных уровнях: тяжелое оборудование (выключатели) - на уровне земли, сборные шины и шинные разъединители располагаются друг над другом выше выключателей. Общие принципы компоновки ЗРУ повышенных напряжений практически не отличаются от принципов компоновки ГРУ.

Открытые РУ

Компоновку ОРУ выбирают, исходя из схемы соединений, перспектив развития и особенностей конструкции устанавливаемых электрических аппаратов. При этом большое значение имеет число рядов размещения выключателей, количество ярусов расположения проводов и тип

разъединителей. В ОРУ со сборными шинами рекомендуется следующее расположение выключателей:

при схемах с одной или двумя системами шин выключатели устанавливаются в два ряда;

при схемах с обходной системой шин - в один ряд;

при схемах 3/2 выключателя на цепь - в три ряда;

при мостиковых схемах, многоугольниках и т.п. выключатели устанавливаются так, чтобы можно было осуществить расширение ОРУ без его коренной реконструкции.

Типовые проекты ОРУ разработаны для всех схем электрических соединений [13,17,18,19]. Особенностью этих проектов является то, что на чертежах планов и разрезов по ячейкам показаны только места установки выключателей. Установочные чертежи выключателей разных типов приводятся отдельно.

Разработка ОРУ с использованием типового проекта сводится к выбору расположения ячеек и компоновке в ячейках выбранного оборудования. При расположении ячеек целесообразно:

- присоединения трансформаторов чередовать с отходящими линиями;
- трансформаторы напряжения и разрядники размещать в ячейках силовых трансформаторов или в линейных ячейках;
- шиносоединительные и обходные выключатели располагать в средней части ОРУ.

Размещение выбранных выключателей и другого оборудования в ячейках производится по ячейкам ОРУ. При этом требуется обеспечить необходимое расстояние от токоведущих частей до различных элементов ОРУ не менее указанных в ПУЭ. Кроме того, необходимо учитывать особенности конструктивного исполнения разъединителей и возможности применения современных средств механизации при монтаже и ремонте выключателей и другого оборудования.

Конструктивное решение ОРУ рекомендуется исполнить по ячейкам трансформатора, линий шиносоединительного выключателя; и обходного выключателя по ячейке трансформаторов напряжения и т.п., выполненные в масштабе 1:100 или 1:200. На плане и разрезах ячеек конструктивного решения должны быть показаны: аппараты ОРУ, ошиновка и изоляторы; порталы, опоры, места установки молниеотводов; проезды для транспорта и механизмов; кабельные каналы.

Комплектные РУ

Комплектные РУ 6-35 кВ широко используются на электрических станциях и подстанциях. Применением КРУ достигаются: повышение надежности работы РУ; сокращение объема монтажных работ на месте установки и сроков сооружения РУ; повышение безопасности обслуживания; возможность быстрой замены неисправного выключателя (при использовании шкафов с выключателем на выкатной тележке).

В качестве изоляции между токоведущими частями разных фаз, а также между токоведущими и заземленными частями, можно применять воздух или элегаз.

Комплектные РУ komponуют из отдельных типовых шкафов, изготовленных на заводах и поставленных в сборном или полностью подготовленном для сборки виде [17].

Комплектные РУ представляют собой наиболее современное и прогрессивное конструктивное решение.

На *рисунке 1 (Приложение 1)* показано размещение измерительных приборов в основных цепях блочных электростанций. Там же (*Приложение 1*) приведены примеры размещения измерительных приборов в основных цепях ТЭЦ (*рисунк 2*) и пример размещения измерительных приборов в основных цепях понижающей ПС с обеспечением дежурства оперативного персонала на ПС (*рисунк 3*). Пунктиром показаны приборы, устанавливаемые при определенных условиях.

Нетрудно видеть, что *трансформаторы тока (ТТ)* устанавливают во всех цепях (цепи генераторов, трансформаторов, линий и пр.). Состав измерительных приборов, подключаемых к *ТТ* зависит от конкретной цепи и выбирается согласно рекомендациям предыдущего *раздела УП*. В первую очередь это будут амперметры и приборы, для работы которых необходима информация о токе и напряжении: ваттметры, варметры, счетчики активной и реактивной энергии.

ТТ являются однофазными аппаратами и могут быть установлены в одну, две или три фазы, как это показано на *рис. III.25*. Обычно в цепях 6-10 кВ *ТТ* устанавливают в двух фазах по схеме неполной звезды, при напряжении 35 кВ и выше – в трех фазах, по схеме полной звезды.

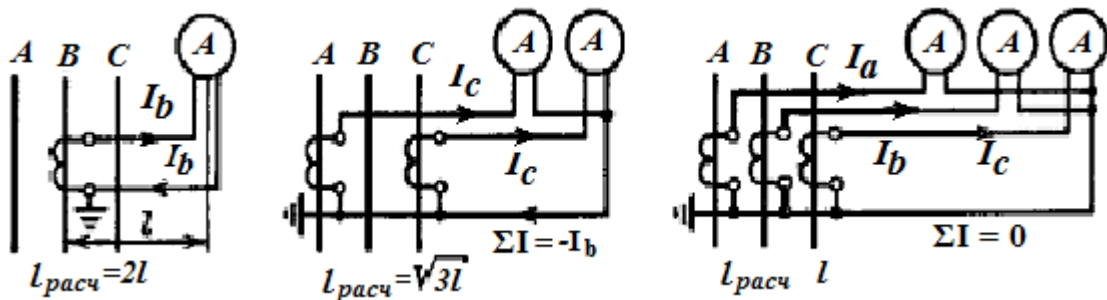


Рис. III.25. Схемы соединения измерительных трансформаторов тока и приборов (показаны только амперметры):

а – включение в одну фазу; *б* – включение в неполную звезду; *в* – включение в полную звезду.

Здесь l – расстояние от *ТТ* до приборов, $l_{расч}$ – расчетное расстояние учитывающее l и схему соединения соединения *ТТ*.

III.4.3. Условия выбора трансформаторов тока (*ТТ*):

Ниже в таблице приводится набор параметров, которыми характеризуются трансформаторы тока.

Выбор трансформаторов тока при проектировании энергоустановок заключается в выборе типа трансформатора, проверке на электродинамическую и термическую стойкость, определении ожидаемой вторичной нагрузки Z_2 и сопоставлении ее с номинальной в заданном классе точности $Z_{2ном}$.

Таблица III.6

Наименование параметра	Обозначение параметра
Номинальное напряжение	$U_{ном}$, кВ
Номинальный первичный ток	$I_{1ном}$, А
Номинальный вторичный ток	$I_{2ном} = 1 \text{ А}; 5 \text{ А}$
Ток динамической стойкости	$i_{дин}$, кА
Ток термической стойкости	$I_{тс}$, кА
Время термической стойкости	$t_{тс}$, с
Вторичное номинальное сопротивление	$z_{2ном}$, Ом

Рекомендации по выбору трансформаторов тока:

1. В нагрузочном режиме трансформатор тока должен неограниченно долго выдерживать воздействие первичного номинального тока $I_{1ном}$ и номинального напряжения $U_{ном}$, т.е.

$$U_{ном} \geq U_{уст} \text{ и } I_{1ном} \geq I_{раб.форс}, \quad (\text{III.6})$$

где $I_{раб.форс}$ – рабочий форсированный ток в цепи ТТ (зависит от того, в цепи какого присоединения стоит ТТ), $U_{уст}$ – напряжение установки, где применён ТТ.

Вторичный номинальный ток $I_{2ном}$ может выбран 1А или 5А, в зависимости от конкретного ТТ и дополнительных условий.

2. Проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость.

Электродинамическая стойкости ТТ будет обеспечена, если будет выполнено условие:

$$i_{дин} \geq i_y^{(3)}, \quad (\text{III.7})$$

где $i_{дин}$ – амплитуда предельного сквозного тока (тока динамической стойкости), который ТТ выдерживает по условию механической прочности, а $i_y^{(3)}$ – значение ударного тока при трёхфазном КЗ.

3. Проверка трансформатора тока на термическую стойкость.

Термическая стойкость ТТ будет обеспечена, если будет выполнено условие:

$$I_{тс}^2 t_{тс} \geq B_k, \quad (\text{III.8})$$

где I_{mc} - номинальный ток термической стойкости ТТ, t_{mc} - номинальное время термической стойкости; B_k - расчетный тепловой импульс в цепи ТТ.

4. Проверка трансформатора тока по работе в заданном классе точности.

Трансформаторы тока характеризуются токовой погрешностью $f_i = (I_2 K - I_1) 100 / I_1$ (в процентах), где I_1 и I_2 – токи первичной и вторичной обмоток ТТ, а $K = I_{1ном} / I_{2ном}$ - коэффициент трансформации ТТ.

В зависимости от токовой погрешности измерительные трансформаторы тока разделены на пять классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10.

Наименование класса точности соответствует предельной токовой погрешности трансформатора тока при первичном токе, равном $I \div 1,2$ номинального. Для лабораторных измерений предназначены трансформаторы тока класса точности 0,2, для присоединений счетчиков электроэнергии ÷ класса 0,5, для присоединения щитовых измерительных приборов ÷ классов 1 и 3.

Класс 10 применяется для присоединения устройств релейной защиты, но этот класс должен быть обеспечен при больших токах КЗ, а не при токах нагрузки.

При одном и том же первичном токе I_1 токовая погрешность ТТ зависит от сопротивления вторичной нагрузки Z_2 , чем оно больше тем больше погрешность. Чтобы ТТ работал в заданном классе точности необходимо выполнить условие:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (III.9)$$

где $Z_{2ном}$ - номинальная нагрузка трансформатора тока при работе в заданном классе точности (выраженная в Омах, дается в каталогах на ТТ).

Рассмотрим подробнее, как рассчитывается нагрузка Z_2 :

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому можно принять $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов

($r_{\text{приб}}$), соединительных проводов ($r_{\text{пр}}$) и переходного сопротивления контактов в местах подключения приборов ($r_{\text{к}}$):

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (\text{III.10})$$

Сопротивление приборов $r_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{2\text{ном}}^2$, где $S_{\text{приб}}$ — мощность, потребляемая приборами в наиболее нагруженной фазе.

Сопротивление контактов $r_{\text{к}}$ принимают равным 0,05 Ом при двух-трех и 0,1 Ом - при большем числе приборов.

Таким образом, при заданном составе приборов, удовлетворить условие (III.10) можно только за счет площади сечения соединительных проводов $r_{\text{пр}}$.

Зная $Z_{2\text{ном}}$, определяем допустимое сопротивление $r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}$ и площадь сечения провода $q = \rho l_{\text{расч}} / r_{\text{пр}}$, где ρ — удельное сопротивление материала провода; $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина, зависящая от схемы соединения трансформаторов тока и расстояния l от трансформаторов тока до приборов: при включении в неполную звезду $l_{\text{расч}} = \sqrt{3}l$, при включении в звезду $l_{\text{расч}} = l$; при включении в одну фазу $l_{\text{расч}} = 2l$.

Таблица III.7

Рекомендуемая длина соединительных проводов l (в метрах)

Наименование цепей	Минимальная ориентировочная длина соединительных кабелей от ТТ до приборов	Максимальная ориентировочная длина соединительных кабелей от ТТ до приборов
Все цепи ГРУ 6-10 кВ, кроме линий к потребителям	40	60
Цепи генераторного напряжения блочных электростанций	20	40
Линии 6-10 кВ к потребителям	4	6
Все цепи РУ 35 кВ	60	75
Все цепи РУ 110 кВ	75	100
Все цепи РУ 220 кВ	100	150
Все цепи РУ 330-750 кВ	150	200
Синхронных компенсаторов	25	40

При реальном проектировании расстояния известно, что это расстояние l может быть не задано и тогда для разных присоединений принимается

приблизительно вышеуказанная в таблице длина соединительных проводов l в метрах. Для подстанций указанные длины снижают на $15 \div 20\%$.

В качестве соединительных проводников применяют контрольные четырехжильные кабели (три фазных жилы и жила обратного проводника). Их сопротивление зависит от материала и сечения жил. Кабели с медными жилами (удельное сопротивление $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$) применяют во вторичных цепях мощных электростанций с высшим напряжением 220 кВ и выше. Во вторичных цепях остальных электроустановок используют кабели с алюминиевыми жилами (удельное сопротивление $\rho = 0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$).

На основании вышеизложенного минимальное сечение жилы контрольного кабеля можно определить согласно соотношению:

По условию механической прочности сечение медных жил должно быть не менее $1,5 \text{ мм}^2$, а алюминиевых жил — не менее $2,5 \text{ мм}^2$. Если в число подключаемых измерительных приборов входят счетчики, предназначенные для денежных расчетов, то минимальные сечения жил увеличивают до $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и до 4 мм^2 для алюминиевых жил.

§ III.5. Монтаж и эксплуатация измерительных приборов

На станциях и подстанциях электроизмерительные приборы устанавливают на специальных щитах, панелях или пультах, размещаемых в закрытых помещениях [7,13]. На мачтовых трансформаторных подстанциях измерительные приборы и счетчики активной энергии монтируют на панелях в закрытых шкафах на высоте $1,2 \text{ м}$ от уровня земли. Для счетчиков в таких шкафах применяют электроподогрев. Чтобы показания приборов были правильными, стрелочные приборы должны быть установлены строго вертикально, без перекосов. Допустимые отклонения от вертикали должны быть не больше 1° . Рекомендуемая высота установки приборов от пола в помещениях $1,4 - 1,7 \text{ м}$. Щиты и панели, на которых устанавливают приборы, не должны подвергаться вибрации. В помещениях, где возможны

загрязнения и механические повреждения, приборы защищают предохранительными крышками.

На станциях и подстанциях для подключения контрольно-измерительных приборов используют цепи вторичной коммутации. Их выполняют изолированными проводами марки ПР или многожильными контрольными кабелями. Последние применяются для соединения измерительных приборов с аппаратами, установленными в распределительных устройствах, например, трансформаторами тока и напряжения. Для этой цели применяют многожильные кабели марок АВРГ, АКСРБ, АКСБ и другие, прокладывая их в кабельных каналах или углублениях пола. Для выполнения цепей вторичной коммутации открытых распределительных устройств используют бронированные кабели марок КСРБ и КСБ.

Крепление проводов к панелям, на которых устанавливают приборы, осуществляют скобами, под провода подкладывают изоляционные прокладки из электрокартона или лакоткани. В местах выхода проводов через щит устанавливают круглые изоляционные втулки.

Ответственной операцией при монтаже измерительных приборов является присоединение к ним проводов и кабельных жил. От качества этой операции зависит надежность контактных соединений, а, следовательно, и правильная работа приборов. Присоединяют медные однопроволочные жилы без каких-либо приспособлений. Кольца на концах проводов подготавливают круглогубцами. При присоединении алюминиевых жил к контактам приборов, не предназначенных для алюминиевых проводов, дополнительно поверх кольца жилы устанавливают ограничивающие шайбы, звездочки и стандартную пружинную шайбу. Лапки шайб-звездочек при завертывании винта не должны касаться поверхности зажима в целях надежного нажатия только кольца присоединяемого провода. Для подключения к приборам проводов с многопроволочными жилами применяют наконечники, напаяемые на концы проводов. Для пайки алюминиевых проводников

используют припой марки ПЦК60 и флюс марки Х. Контактные поверхности проводников зачищают и покрывают слоем нейтрального технического вазелина или слоем специальной вазелиновой пасты. Затягивают контактные винты в два приема. Сначала затягивают с максимально допустимым усилием, затем ослабляют его и после этого окончательно затягивают с нормальным усилием.

В процессе эксплуатации приборов следят за тем, чтобы избежать их перегрузки, а также возникновения коротких замыканий в цепях питания приборов. Все приборы необходимо периодически проверять. Первую проверку счетчиков проводят через два года после их ввода в эксплуатацию, а затем один раз в четыре года.

III.5.1. Монтаж и требования к эксплуатации измерительных трансформаторов

Установку и монтаж измерительных трансформаторов выполняют в соответствии с проектной схемой и рабочими чертежами. Перед монтажом трансформаторы тока распаковывают и осматривают. Металлические части очищают от грязи и пыли, а фарфоровые изоляторы протирают чистой тряпкой, смоченной в бензине. При этом обращают внимание на целостность заводской пломбировки и зажимов вторичных выводов. Перед монтажом замеряют сопротивление изоляции между первичной и вторичной обмотками; оно должно быть не ниже $20 \div 25$ МОм для трансформаторов тока на 6 кВ и $25 \div 30$ МОм для трансформаторов на 10 кВ. Сопротивление изоляции между обмотками низкого напряжения и корпусом должно быть порядка 6 МОм, а между обмотками высокого напряжения и корпусом $25 \div 30$ МОм. При необходимости обмотки трансформаторов просушиваются струей горячего воздуха.

Трансформатор тока устанавливают на место и крепят к раме болтами, которые затягивают окончательно лишь после присоединения к трансформатору ошиновки; она должна соответствовать имеющимся меткам

на зажимах: ввод - *Л1*, отходящая линия *Л2*. Выполнять соединения следует очень тщательно, предварительно необходимо зачистить и смазать контактные поверхности техническим вазелином. Корпуса трансформаторов тока заземляют через специальный болт. Свободные контакты вторичной обмотки следует закоротить и соединить с шиной заземления.

Трансформаторы напряжения обычно монтируют в ячейках вместе с предохранителями, разъединителями, а иногда и разрядниками, так как трансформатор занимает сравнительно мало места. После того как осмотрят трансформатор и проверят нет ли течи масла, мегомметром на $1000\div 2500\text{ В}$ проверяют состояние изоляции его обмоток. Между обмоткой высшего напряжения и корпусом, а также между обмотками высшего и низшего напряжения сопротивление должно быть не ниже $50\div 100\text{ МОм}$, а между обмоткой низшего напряжения и корпусом - не ниже 6 МОм .

Поднимать трансформатор при его установке следует только за специальные кольца (рым-болты) или крюки с последующим его закреплением на опорной конструкции в ячейке. Выполняя присоединение ошиновки надо следить за тем, чтобы контакты аппарата и ошиновка не испытывали механических нагрузок. Бак трансформатора и подлежащие заземлению точки обмотки присоединяют к общему заземлению. Правильность присоединения трансформатора проверяют по измерительным приборам.

В эксплуатации трансформатор тока не должен работать с разомкнутой вторичной обмоткой. При размыкании вторичной обмотки вторичный ток и намагничивающая сила будут равны нулю, что вызовет резкое увеличение магнитного потока в сердечнике трансформатора и его недопустимый нагрев. Кроме того, возросший магнитный поток создаст во вторичной обмотке слишком большую э.д.с., величина которой может быть опасной для обслуживающего персонала. Поэтому разрыв вторичной цепи трансформатора тока является для него аварийным режимом (в

противоположность силовым трансформаторам здесь допустимо короткое замыкание вторичной обмотки и недопустим холостой ход).

При необходимости подключить или отключить измерительные приборы от трансформатора тока его вторичную обмотку предварительно надо закоротить и снять «закоротку» лишь после окончания всех переключений во вторичной цепи.

Следует помнить, что перегрузка, так же как и короткое замыкание во вторичной цепи, не опасны для трансформаторов тока, поэтому их не защищают предохранителями.

Для измерительных трансформаторов напряжения режим короткого замыкания, наоборот, является опасным, поэтому их защищают предохранителями: кварцевыми со стороны ВН и обычными - со стороны НН для защиты измерительных приборов. Трансформаторы напряжения класса точности 0,5 используют для подключения счетчиков, остальные приборы можно подключать к трансформаторам напряжения класса 1,0, а вольтметры - к трансформаторам класса 3,0.

При выполнении работ с измерительными трансформаторами напряжения должна быть исключена «обратная трансформация», т. е. подача напряжения со стороны низшего напряжения и возникновение высокого напряжения на отключенном трансформаторе.

§ III.6. Электрические станции, подстанции, линии и сети

III.6.1. Главная схема электрических соединений станций и подстанций

Главная схема электрических соединений отражает основные решения, принятые при разработке ТЭС [7,20]. На чертеже главной схемы соединений должны быть показаны: генераторы, трансформаторы (силовые и измерительные), отходящие линии, сборные шины распределительных

устройств (РУ) всех напряжений, выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, реакторы, предохранители и токоведущие части РУ.

Кроме того, на ней рядом с основным оборудованием показываются все относящиеся к нему контрольно-измерительные приборы.

Все электрические аппараты на главной схеме электрических соединений показываются условными графическими обозначениями. При необходимости допускается размеры условных графических обозначений пропорционально увеличивать или уменьшать по сравнению с рекомендованными ГОСТами.

Главная схема электрических соединений изображается при отсутствии тока во всех цепях.

Все коммутационные аппараты (выключатели, разъединители, короткозамыкатели, отделители, заземляющие ножи) показываются в отключенном положении. Взаимное расположение частей схемы электрических соединений на чертеже исполнено наглядным, удобным для чтения, с минимально возможным числом пересечений и равномерным заполнением листа так, что четко видны идеи, заложенные в конкретную схему.

Расположение присоединений к сборным шинам РУ на главной схеме полностью соответствует принятым конструктивным решениям по РУ с учётом типовых электрических схем соединений, приведённых в [7,19,11], и схем отдельных цепей станции (генераторов, трансформаторов, РУ).

Схемы цепей генераторов зависят от их типа и мощностей.

В [21] показаны схемы соединений нулевых выводов различных генераторов с установленными в них измерительными трансформаторами тока (TT).

III.6.2. Схемы соединений трансформаторов

Схема соединений обмотки трёхфазных трансформаторов обозначается специальным символом.

Символ состоит из букв и цифр.

Литерный символ обозначает способ соединения обмотки:

- большие буквы Y - звезда; D - треугольник - для первичной обмотки;
- буквы под чертой - $/Y$ - звезда; $/D$ – треугольник; $/Z$ – зигзаг – для вторичного напряжения;
- буква N - означает вывод нейтрального зажима первичной обмотки на клеммную колодку;
- буква $/N$ - означает вывод нейтрального зажима вторичной обмотки на клеммную колодку.

Цифровой символ означает сдвиг по фазе между вторичным напряжением (например, фазы $2U$) по отношению к первичному напряжению (фазы $1U$). Фазовый сдвиг выражается в часах от 0 до 11 по часовой стрелке.

Например, схема соединений $D/Y5$ означает сдвиг по фазе напряжения фазы $2U$ по отношению к напряжению фазы $1U$ на 5 часов. Один час эквивалентен сдвигу по фазе на 30 электрических градусов.

На практике чаще всего встречаются следующие схемы соединений: Y/Y , D/Y , Y/D , Y/Z и D/Z . Кроме того, обмотки, соединённые в звезду и зигзаг, имеют нейтральную точку, которая может быть выведена или скрыта.

Правильный выбор схемы соединений трёхфазных трансформаторов зависит от нескольких факторов:

1. Схемы питания трансформатора:

- трансформатор с питанием от сети (трёхпроводной, четырёхпроводной);
- трансформатор с питанием от преобразователя;

2. Мощности трансформатора.

3. Уровня напряжения.

4. Асимметрии нагрузки:

- асимметрии нагрузки при питании от симметрической схемы напряжений;
- асимметрии нагрузки вследствие асимметричной схемы напряжения питания.

5. Экономических соображений (стоимость изготовления трансформатора с различными схемами соединений).

Схема соединений обмоток Y/Y используется, в основном, в трансформаторах небольшой номинальной мощности, питающих симметричные трёхфазные электроприемники. Иногда данный вид соединений применяется в схемах большой номинальной мощности, в том случае если требуются заземление нейтральной точки звезды. Схема неудобна, принимая во внимание необходимость ограничения негативного влияния высших гармоник ряда $v=3n$ ($n=1,3,7\dots$) в токе холостого хода при питании от трёхпроводной сети. Кроме того, она невыгодна при асимметричной нагрузке (токи нулевой последовательности), когда выведена нейтральная точка звезды вторичных обмоток. Это вызывает необходимость дополнительной, так называемой компенсационной, обмотки, соединённой в треугольник.

Схема соединения обмоток D/Y используется, в основном, в понижающих трансформаторах большой мощности. Трансформаторы с таким соединением обмоток работают в составе систем питания токораспределительных сетей низкого напряжения. Как правило, нейтральная точка звёзды заземляется, обеспечивая возможность использования как линейного, так и фазного напряжений. Данное соединение очень выгодно, принимая во внимание сокращение третьей гармоники тока и токов нулевой последовательности при асимметричной нагрузке.

Схема соединений обмоток Y/D используется, в основном, в повышающих трансформаторах. Трансформатор с такой схемой соединений удобен, если нейтральная точка звезды первичной обмотки должна быть глухо заземлена или заземлена через дроссель. Соединение обмоток в треугольник в первичной или вторичной обмотках очень выгодно, из-за того, что третья гармоника намагничивающего тока протекает по замкнутой цепи треугольника и магнитный поток третьей гармоники практически отсутствует.

Схема соединений обмоток Y/Z и D/Z используется, в основном, в понижающих трансформаторах небольшой номинальной мощностью. При такой схеме нейтральная точка соединения обмоток в зигзаг выведена на клеммную колодку для того, чтобы иметь возможность использовать фазные напряжения. Данное решение применяется редко, прежде всего, из экономических соображений.

Сравнивая, например, звезду и зигзаг, при одинаковом номинальном токе и одинаковом сечении проводов, можно сделать вывод, что количество витков зигзага при одинаковом наименьшем линейном напряжении в $2/3$ раза превышает количество витков звезды, отсюда стоимость меди в зигзаге более чем на 15% превышает стоимость меди в звезде. Поэтому использование таких схем ограничивается, прежде всего, питанием асимметричных потребителей (например, в случае большого количества однофазных потребителей), когда необходимо симметричное распределение фазных напряжений во вторичной части трансформатора.

III.6.3. Наиболее часто используемые схемы соединения трёхфазных двухобмоточных трансформаторов

Как правило, силовые трансформатора изображаются со схемами соединений их обмоток [23,24].

Обычно трансформаторы (блочные, связи и понижающих подстанций) имеют группу соединений $Y/D-11$ (рис. III.26).

Нулевые выводы силовых трансформаторов соединяются с землей по схеме, соответствующей режиму работы нейтрали сети.

Нулевые точки силовых трансформаторов $110\div220$ кВ заземляются через разъединитель.

Так как изоляция нулевых выводов указанных трансформаторов позволяет работу с изолированной нейтралью, то для снижения уровней однофазных КЗ в отдельных случаях на части трансформаторов станции (подстанции) их нейтрали разземляются.

Схема соединения обмоток		Диаграмма векторов напряжения холостого хода		Условное обозначение
ВН	НН	ВН	НН	
				Y/Y_0-0
				$Y_N/Y-0$
				$Y/D-11$
				$Y_N/D-11$
				Y/Z_N-11
				D/Y_N-11
				$D/D-0$

Рис. III.26. Схемы соединений обмоток трансформаторов

В таком режиме для защиты изоляции трансформатора от перенапряжений должен быть предусмотрен вентильный разрядник, включаемый параллельно разъединителю. При выборе указанных разъединителей и разрядников их рабочее напряжение принимается на класс меньше напряжения высокой стороны трансформатора. Нулевые выводы автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 330 кВ и выше заземляются наглухо.

Группы соединений трансформаторов СН зависят от сдвига фаз между напряжениями 6 кВ рабочих и резервных трансформаторов. При наличии сдвига фаз (когда питание резервных трансформаторов СН осуществляется от сборных шин высокого напряжения или от обмоток низшего напряжения автотрансформатора связи) рабочие трансформаторы СН должны иметь нулевую группу соединений ($Y/Y-0$, $D/D-0$ или $D/D-D-0-0$), а резервные - одиннадцатую ($Y/D-11$). При отсутствии сдвига фаз рабочие и резервные трансформаторы СН должны иметь одинаковую группу соединений.

В зависимости от назначения могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения обмоток. Для измерения трех

междуфазных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. III.27,а), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в звезду (рис. III.27,б). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_0/Y_0 , или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ (рис. III.27,в).

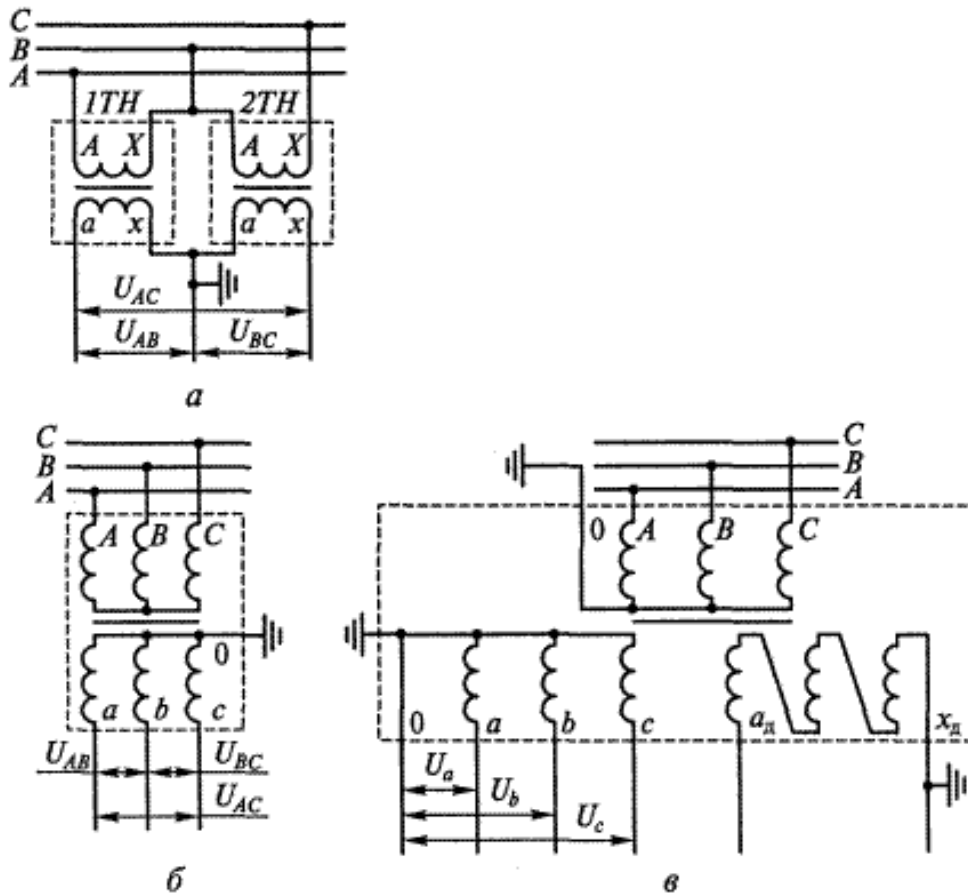


Рис. III.27. Схемы соединения трансформаторов напряжения

В последнем случае обмотка, соединенная в звезду, используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в разомкнутый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю. Таким же образом в трехфазную группу соединяются однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и каскадные трансформаторы НКФ.

III.6.4. Конструкции трансформаторов напряжения

По конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются при напряжении до 18 кВ , однофазные - на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы могут быть сухими, масляными и с литой изоляцией (соответственно буквы *С*, *М* или *Л* в обозначении типа трансформатора).

Трансформаторы напряжения с масляной изоляцией применяются на напряжение $6-1150\text{ кВ}$ в закрытых и открытых распределительных устройствах. В этих трансформаторах обмотки и магнитопровод залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

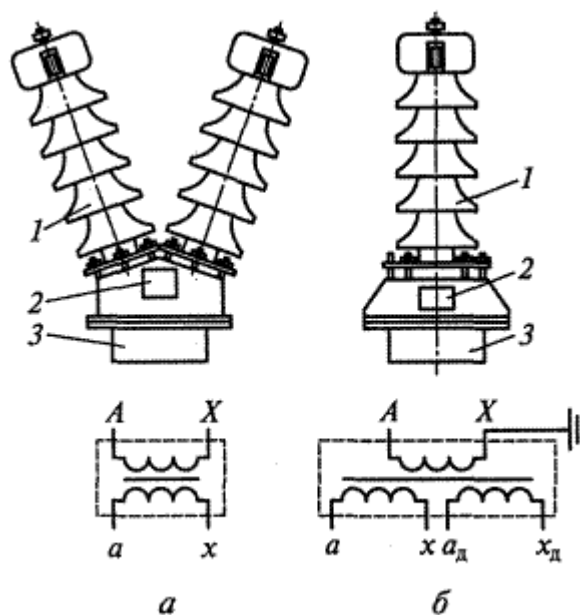


Рис. III.28. Трансформаторы напряжения однофазные масляные:

а – тип НОМ – 35; *б* тип ЗНОМ – 35; 1 – вывод высокого напряжения; 2 – коробка выводов низкого напряжения; 3 – бак.

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35.

Схема обмоток первых показана на *рис. III.28, а*. Такие трансформаторы имеют два ввода *ВН* и два ввода *НН*, их можно соединить по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника. У трансформаторов второго

типа (рис. III.28,б) один конец обмотки *ВН* заземлен, единственный ввод *ВН* расположен на крышке, а вводы *НН* - на боковой стенке бака. Обмотка *ВН* рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка *НН* - на *В*, дополнительная обмотка - на $100/3 В$. Такие трансформаторы называются заземляемыми и соединяются по схеме, показанной на рис. III.27,в.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов. Для уменьшения потерь от намагничивания их баки выполняются из немагнитной стали.

Все шире применяются трансформаторы напряжения с литой изоляцией. Заземляемые трансформаторы напряжения серии *ЗНQL.06* имеют пять исполнений по номинальному напряжению: 6, 10, 15, 20 и 24 кВ. Магнитопровод в них ленточный, разрезной, С-образный, что позволило увеличить класс точности до 0,2. Такие трансформаторы имеют небольшую массу, могут устанавливаться в любом положении, пожаробезопасны.

В установках 110 кВ и выше применяются трансформаторы напряжения каскадного типа *НКФ*. В этих трансформаторах обмотка *ВН* равномерно распределяется по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор *НКФ-110* (рис. III.29) имеет двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка *ВН*, рассчитанная на $U_{\phi}/2$.

Так как общая точка обмотки *ВН* соединена с магнитопроводом, то он по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Обмотки *ВН* изолируются от магнитопровода также на $U_{\phi}/2$. Обмотки *НН* (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам *ВН* служит обмотка связи *П*. Такой блок, состоящий из магнитопровода и обмоток, помещается в фарфоровую рубашку и заливается маслом.

Трансформаторы напряжения на 220 кВ состоят из двух блоков, установленных один над другим, т.е. имеют два магнитопровода и четыре

ступени каскадной обмотки ВН с изоляцией на $U_{\phi}/4$. Трансформаторы напряжения НКФ-330 и НКФ-500 соответственно имеют три и четыре блока, т. е. шесть и восемь ступеней обмотки ВН.

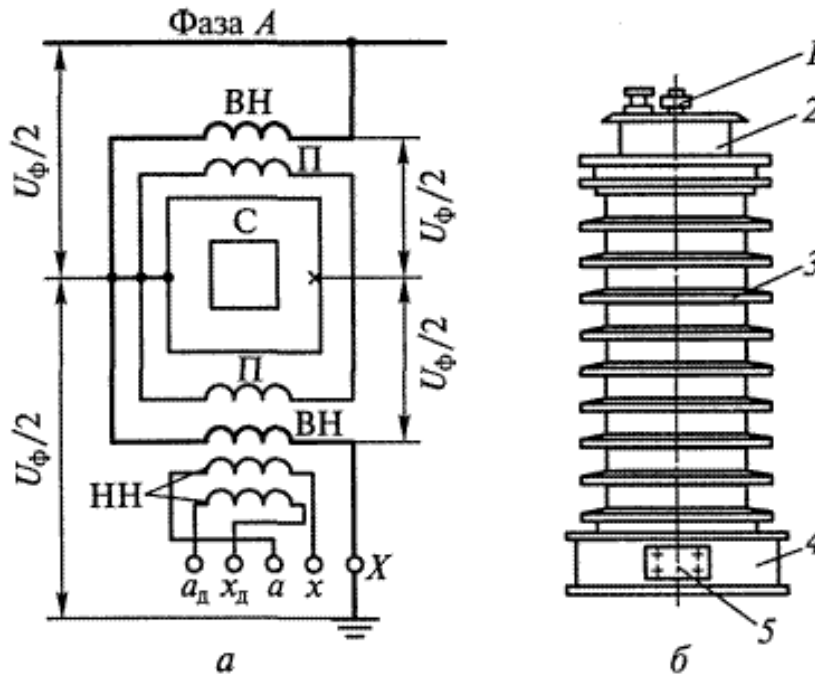


Рис. III.29. Трансформатор напряжения НКФ-110:

а — схема; б - конструкция: 1 — ввод высокого напряжения; 2 — маслорасширитель; 3 — фарфоровая рубашка; 4 — основание; 5 — коробка вводов НН

Чем больше каскадов обмотки, тем больше их активное и реактивное сопротивление, возрастают погрешности, и поэтому трансформаторы НКФ-330, НКФ-500 выпускаются только в классах точности **1** и **3**.

Кроме того, чем выше напряжение, тем сложнее конструкция трансформаторов напряжения, поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторы НДЕ с емкостным отбором мощности, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи *С1* с помощью конденсатора отбора мощности *С2* (рис. III.30).

У трансформаторов НКФ или ЗНОМ напряжение, снимаемое с *С2* (10-15 кВ), также подается на трансформатор *TV*, имеющий две вторичные обмотки. Для увеличения точности работы в цепь первичной обмотки трансформатора *TV* включен дроссель *L*, с помощью которого контур отбора напряжения настраивается в резонанс с конденсатором *С2*. Дроссель *L* и

трансформатор TV встраиваются в общий бак и заливаются маслом. Заградитель $3B$ не пропускает токи высокой частоты в трансформатор напряжения.

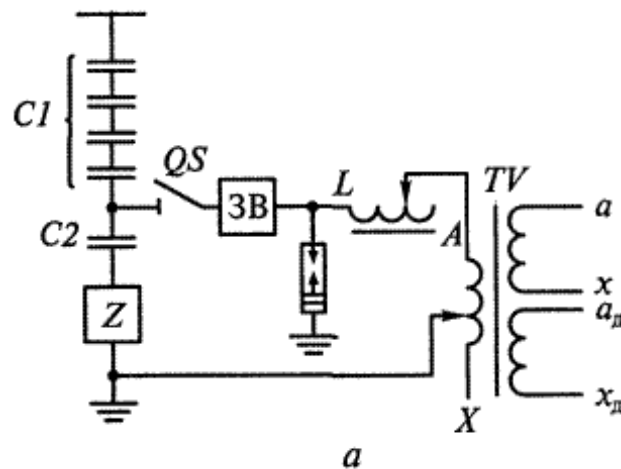


Рис. III.30. Схема трансформатора напряжения НДЕ

Фильтр присоединения Z предназначен для подключения высокочастотных постов защиты. Такое устройство и получило название емкостного трансформатора напряжения НДЕ.

На рис. III.31 показана установка НДЕ-500-72. При надлежащем выборе всех элементов и настройке схемы устройство НДЕ может быть выполнено на класс точности 0,5 и выше. Для установок 750 и 1150 кВ применяются трансформаторы НДЕ-750 и НДЕ-1150.

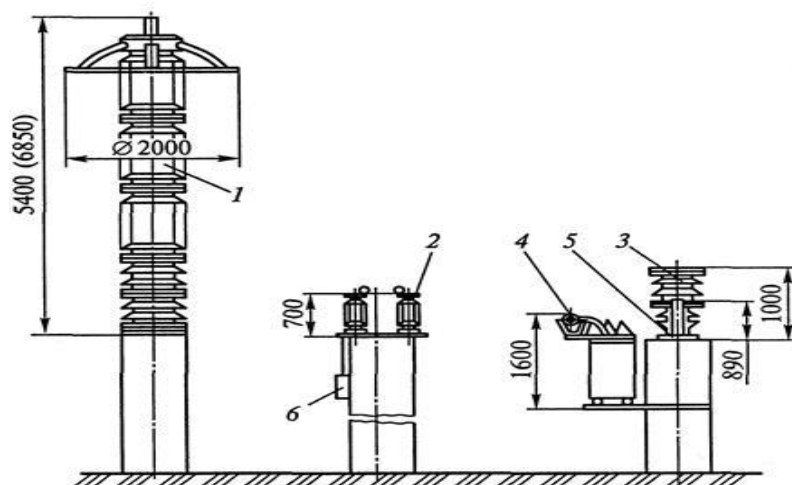


Рис. III.31. Конструкция трансформатор напряжения НДЕ-500-72:

1 — делитель напряжения; 2 — разъединитель; 3 — трансформатор напряжения и дроссель; 4 — заградитель высокочастотный; 5 — разрядник; 6 — привод

Для соединения выводов мощных турбогенераторов с повышающими силовыми трансформаторами рекомендуется применять комплектные экранированные токопроводы, каждая фаза которых заключена в защитный алюминиевый кожух.

Такое исполнение токопроводов обусловлено необходимостью обеспечения надежности, исключающей возможность возникновения на генераторном напряжении междуфазных $KЗ$, которые могут привести к повреждению лобовых частей обмоток и выходу из строя генераторов на длительный срок. Применение экранированных токопроводов обязательно для всех турбогенераторов 160 MВт и выше.

В настоящее время выпускаются три основные серии токопроводов: $KЭТ$ - с жестко закрепленными на кожухах изоляторами; $ТЭН$ - с электрически непрерывными цельносварными кожухами и выемными изоляторами, $ТЭК$ - с выделенными изоляторами и удлиненными кожухами.

В комплект заводской поставки комплектного экранированного токопровода входят следующие основные элементы: блок нуля генератора вместе с установленными $ТТ$; блоки выводов генератора вместе с трансформаторами тока и напряжения; блоки открытой части токопровода с отпайкам к трансформатору $СН$ и с блоками примыкания к трансформаторам. Основные характеристики токопроводов генераторного напряжения приведены в [4].

Сборные шины $РУ$ на главной схеме изображаются двумя параллельными линиями. Они применяются такой длины, чтобы можно было разместить все присоединения. Присоединения к сборным шинам komponуются таким образом, чтобы исключить по шинам большие перетоки мощности.

Поэтому присоединения трансформаторов (блока или связи) должны чередоваться с отходящими линиями, а шиносоединительные и обходные выключатели располагаются в средней части шин. Здесь же устанавливают

шинные разрядники и трансформаторы напряжения без выделения для них отдельных ячеек. При секционных системах шин присоединения размещаются так, чтобы нагрузка по секциям была одинаковой. При большом количестве однотипных присоединений на каждой секции сборных шин или групповой сборке линейных реакторов разрешается показывать только 2-3 присоединения, изобразив при этом на шинах место разрыва, а действительное число присоединений указывается подписью.

Для обеспечения безопасности людей при проведении ремонтных работ на оборудовании электрических станций необходимо ремонтируемую цепь отключить, создать видимый разрыв и заземлить. Это осуществляется при помощи выключателей и разъединителей с заземляющими ножами.

Число и размещение разъединителей в цепях присоединений определяется их назначением. Места установки заземляющих ножей на разъединителях намечаются исходя из условий возможности заземления при ремонтах любых участков электростанции. Обычно заземляющие ножи предусматриваются с двух сторон на линейных разъединителях, шинных разъединителях трансформаторов напряжения и разъединителях секционных выключателей. На шинных разъединителях других присоединений, генераторных разъединителях заземляющие ножи устанавливаются только со стороны выключателя.

Измерительные трансформаторы тока в сетях с заземленной нейтралью устанавливаются в трех фазах каждой цепи схемы. В установках с изолированной нейтралью TT могут предусматриваться в двух фазах, если применяемые виды релейных защит не требуют питания от трех фаз. Каждый трансформатор тока напряжением $6\div 24\text{ кВ}$ выполняется с двумя вторичными обмотками, $35\div 110\text{ кВ}$ - с тремя, 220 кВ - с четырьмя, а 330 кВ и выше - с четырьмя, пятью. Количество TT в каждой цепи определяется по [7] и зависит от назначения цепи, видов защит и других факторов.

На электростанциях (подстанциях) обычно используются встроенные в аппараты TT . Они имеются в нулевых выводах всех трансформаторов и

автотрансформаторов (типа *TBT*) и генераторов мощностью более *300 MВт* (типа *TBL*, *TBG* и *TBBI*). Кроме того, встроенные *ТТ* предусматриваются в линейных вводах высшего и среднего напряжения силовых трансформаторов и автотрансформаторов (*TBT*), масляных выключателях с большим объемом масла (типа *TB*, *TBC*, *TBD* и *TBU*).

Трансформаторы тока, встроенные в выключатель, показываются на схеме с двух сторон условного изображения выключателя (по два *ТТ* с каждой стороны). Недостающие *ТТ* устанавливаются отдельно стоящими. При этом их место размещения выбирается так, чтобы их вывод в ремонт, производился совместно с выключателями цепей (до выключателя со стороны генератора, трансформатора или линии).

Трансформаторы напряжения (*ТН*) обычно устанавливаются:

- в цепях генераторов - один пятистержневой, типа *НАМИ* или *3×3НОМ*, и один или два комплекта однофазных трансформаторов, типа *НОМ* или *ЗОМ*;
- на выводах генераторного напряжения трансформаторов связи - два однофазных;
- на секциях сборных шин всех напряжений - один пятистержневой типа *НАМИ* или комплект однофазных;
- на каждой сборке групповых линейных реакторов – два однофазных *ТН*, включенных по схеме неполного треугольника (для питания счетчиков линии);
- в цепях каждой *ЛЭП-330 кВ* и выше – комплект из 3-х однофазных трансформаторов.

Вторичные обмотки измерительных трансформаторов тока и напряжения всегда заземляются. Поэтому на схемах это заземление (заземление безопасности) можно не показывать. Рабочее же заземление первичной обмотки у *ТН* с заземленным выводом (*ЗНОЛ*, *ЗОМ*, *ЗНОМ*, *НКФ*) показывается обязательно.

В главной схеме необходимо предусмотреть защиту изоляции от атмосферных и коммутационных перенапряжений, которые возникают при ударах молнии в электрическую установку или вблизи нее в землю.

Коммутационные перенапряжения в $PУ$ 330 кВ и ниже ограничиваются до допустимых величин выбором рационального способа заземления нейтрали трансформаторов, применением благоприятных схем электрических соединений и параметров оборудования.

В $PУ$ более высокого напряжения, особенно при наличии длинных линий, в ряде случаев необходимо принудительное ограничение коммутационных перенапряжений путем применения выключателей с шунтирующими сопротивлениями, коммутационных разрядников и искрового присоединения реакторов поперечной компенсации.

Защита оборудования станций и подстанций от перенапряжений осуществляется вентильными разрядниками (типа PBC , $PBMГ$, $PBMK$ или ограничителями перенапряжений ($ОПН$)). Параметры разрядников приведены в [18]. Вентильные разрядники ($ОПН$) размещаются в $PУ$ напряжением до 330 кВ на сборных шинах и присоединяются к ним совместно с $ТН$ через общий разъединитель.

В $PУ$ более высокого напряжения разрядники ($ОПН$) подключаются ко всем питающим и отходящим линиям без разъединителя. Кроме того, разрядники ($ОПН$) устанавливаются на вводах высшего и среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов) удаленных от $PУ$ на расстояние более 16 метров.

На отходящих линиях электропередач 35 кВ и выше показываются аппараты высокочастотной обработки (конденсаторы связи, фильтры присоединения и заградители) отдельных фаз для образования каналов связи по проводам $ЛЭП$. Конденсатор связи создает путь для токов высокой частоты от приемопередатчика в линию и одновременно отделяет приемопередатчик от высокого напряжения промышленной частоты линии.

В настоящее время выпускаются бумажно-масляные конденсаторы типа *СМР*.

На линиях *110 кВ* устанавливаются два таких элемента, соединяемых последовательно, на линиях *220кВ* - четыре.

Для линий *500 кВ* выпускаются конденсаторы типа *СМР* и устанавливаются четыре таких элемента. Фильтр присоединения согласовывает входное сопротивление высокочастотного кабеля с входным сопротивлением линии, соединяет конденсатор связи с землей, образуя, таким образом, замкнутый контур для токов высокой частоты. Фильтр присоединения *ОФП-4*, выпускаемый промышленностью, выполняется на три диапазона, охватывающих частоты *50-300 кГц*. Для линий *500 кВ* и выше выпускается фильтр *ОКФП-500*.

Заградитель преграждает выход токов высокой частоты за пределы линии. Выпускаемые промышленностью заградители *ВЗ-500* рассчитаны на рабочий ток *700 А* с пределами настройки *50÷300 кГц*. Высокочастотную обработку всех трех фаз выполняют на *ЛЭП 330 кВ* и выше. При меньших напряжениях обработка выполняется на двух, реже - одной фазе.

На чертежах главной схемы рядом с условными обозначениями аппаратов слева или сверху от них приводятся номенклатурные обозначения типов, номинальные параметры и другие характеристики. Все надписи вынесены в «рамочках» как это принято в проектных организациях, чтобы они не затемняли схему. У сборных шин указаны номинальные напряжения, материал и сечение, на токопроводах - тип, материал и сечение токоведущей части.

III.6.5. Открытые мачтовые подстанции потребителей 6-10/0,4 кВ

Конструктивное выполнение сельских трансформаторных подстанций

В сельской местности с развитыми воздушными электрическими сетями наиболее распространены небольшие открытые мачтовые трансформаторные подстанции напряжением *6-10/0,4-0,23 кВ* (рис. III.32).

Малый вес таких подстанций позволяет монтировать их на железобетонных или деревянных опорах с установкой трансформатора на площадке на высоте не менее 3-3,5 м над уровнем земли.

Вся высоковольтная аппаратура размещается на опоре, а приборы учета и измерения вместе с защитной аппаратурой отходящих линий 0,4 кВ помещают в шкаф, установленный на тех же опорах на уровне 1,2 м от уровня земли.

Мачтовые подстанции в зависимости от мощности трансформатора устанавливают на одностоечных опорах, А-образных концевых опорах, П-образных промежуточных и АП-образных опорах. Мачтовые подстанции могут быть сооружены в короткие сроки; они просты в эксплуатации. Поэтому мачтовые подстанции широко используют при электроснабжении сельскохозяйственных потребителей.

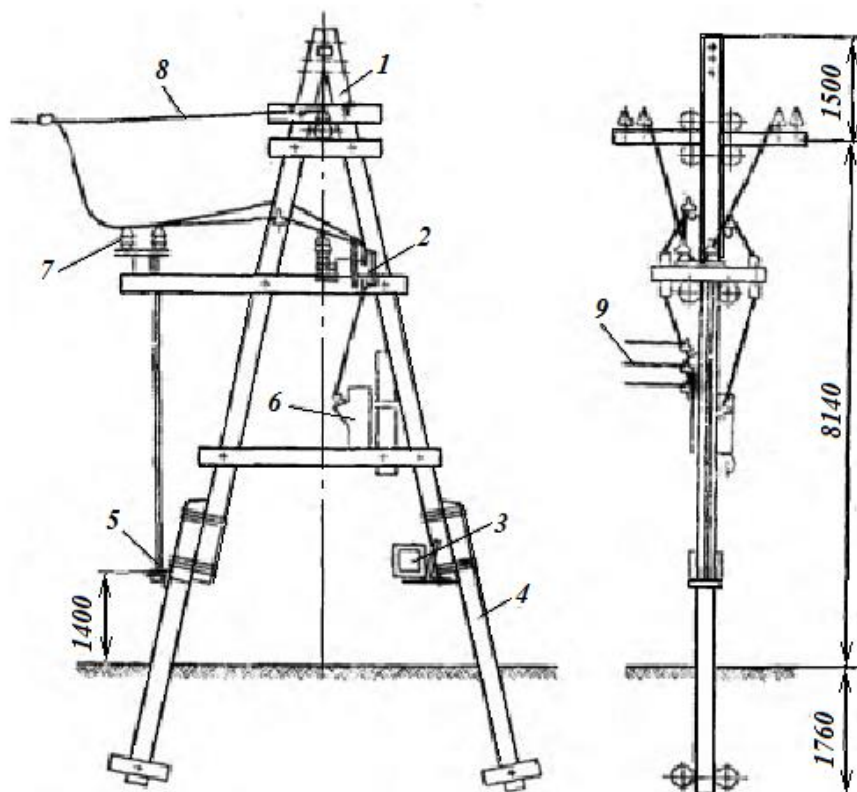


Рис. III.32. Мачтовая тупиковая однофазная подстанция мощностью 4÷10 кВА на А-образной деревянной опоре:

1 — опора, 2 — предохранитель, 3 — низковольтный щит, 4 — приставка, 5 — привод разъединителя, 6 — трансформатор, 7 — разъединитель, 8 — провод линии, 9 — провода низковольтной линии

Для небольших потребителей однофазного тока напряжением $0,23\text{ кВ}$ применяются однофазные трансформаторные подстанции мощностью 4 и 10 кВА напряжением $10/0,23\text{ кВ}$. Они могут монтироваться как проходные на отпайке от воздушной линии (на одностоечных опорах типа «свечка») или как тупиковые с установкой на A -образных концевых опорах. Однофазный трансформатор 6 монтируется на A -образной деревянной опоре 1 , установленной на железобетонных приставках 4 . Трансформатор подключается к воздушной линии 8 через двухполюсный разъединитель 7 типа $РДНД-10$ и предохранители 2 типа $ПК-10$.

В низковольтном распределительном щите 3 устанавливаются однополюсные автоматические выключатели типа $АП-50-2МТ$ с приборами защиты, трансформатор тока $ТК-20$ и счетчик активной энергии типа $СО-2м$. Вывод низкого напряжения 9 осуществляется тремя проводами (две фазы $230В$ и один провод для подключения уличном освещении). Привод разъединителя 5 расположен с противоположной стороны от распределительного щита.

На анкерных A -образных опорах могут устанавливаться и небольшие трехфазные трансформаторы, такие подстанции с трансформаторами мощностью до 25 кВА выполняют как проходные с отпайкой от магистральной воздушной линии напряжением 6 или 10 кВ .

Для питания трехфазных потребителей мощностью до 100 кВА сооружают тупиковые или проходные мачтовые подстанции на $П$ -образных деревянных опорах. Тупиковые подстанции (типа $М-Д-100$) изготавливаются на заводах и поставляются в комплекте со всем необходимым оборудованием на строительную площадку. Внешний вид такой подстанции показан на *рис. III.33*.

Подстанция подключена к линии 10 кВ , для чего на расстоянии от 4 до 10 м от нее устанавливают A -образную концевую опору $ВЛ$, которая принимает натяжение проводов воздушной линии на себя. На подстанции на открытой огороженной площадке устанавливается силовой трансформатор 1 ,

защита которого осуществляется предохранителями 4 типа ПК-10н. Низковольтное распределительное устройство размещено в шкафу 7 в нижней части опоры. В нем размещены: вводной рубильник, магнитный пускатель и фотореле для автоматического включения уличного освещения и три автомата типа АП-50 (при трех отходящих линиях 0,4 кВ для трансформатора мощностью до 63 кВА) или четыре автомата типа АЗ124 (при четырех отходящих линиях для трансформатора мощностью до 100 кВА). Кроме того, в шкафу установлен трехфазный счетчик электрической энергии типа СА4У.

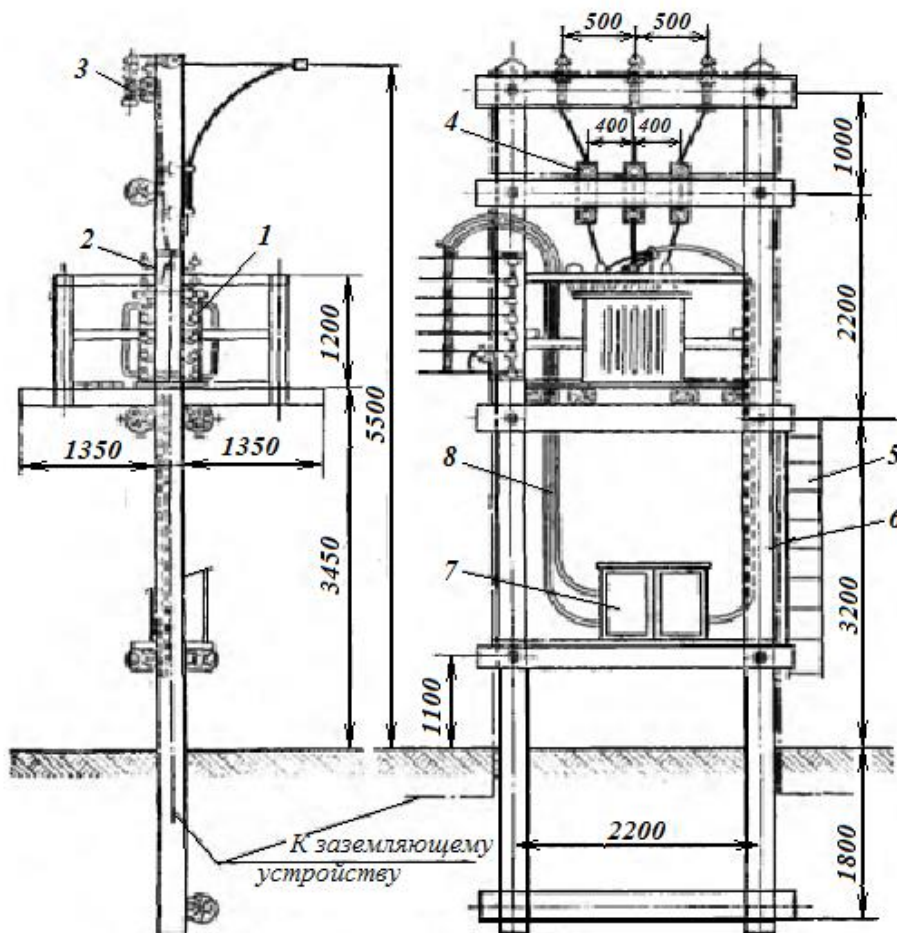


Рис. III.33. Подстанция с напряжением 6-10/0.4 кВ:

1- силовой трансформатор, 2- изоляторы, 3- разрядники, 4- предохранители, 5- откидная лестница, 6- газовые трубы, 7- шкаф, 8- трубы

Низкое напряжение от трансформатора подводится к щиту изолированными проводами, проложенными в стальных газовых трубах 6, а

отводится к воздушным линиям $0,4 \text{ кВ}$ также изолированными проводами, проложенными в трубах 8. Провода низковольтных линий крепятся на изоляторах 2. Защита подстанции от перенапряжений осуществляется комплектом разрядников 3 типа *РС-10*, установленных в верхней части опоры. Для обслуживания трансформатора и подъема на верхнюю часть подстанции предусмотрена откидная лестница 5, которая при работе трансформатора складывается и запирается на замок. Подстанция подключается к линии разъединителем *РЛНД-10* с приводом *ПРН-10м*. Эта аппаратура устанавливается на концевой опоре *ВЛ*, благодаря чему можно выполнять все необходимые работы на подстанции при ее полном отключении.

Для питания крупных сельских поселков и промышленных комплексов по производству сельскохозяйственной продукции применяют унифицированные мачтовые подстанции на *АП*-образных опорах с установкой трансформаторов от 160 до 250 кВА напряжением $6-10/0,4-0,23 \text{ кВ}$. Эти подстанции также выполняются как проходные, так и тупиковые.

На *рис. III.34* показана тупиковая подстанция такой конструкции, выполненная из пропитанных деревянных стоек с железобетонными приставками.

Силовой трансформатор 1, установленный на высоте $3,5 \text{ м}$ над землей, подключается к воздушной линии через спуск 7, разъединитель 6 типа *РЛНД-10/200* и предохранители 4 типа *ПК-10*. От трансформатора напряжение $0,4/0,23 \text{ кВ}$ подводится изолированными проводами, проложенными в стальных трубах 8 к низковольтному шкафу 10, где установлены четыре автоматических выключателя типа *A-3124*, отходящих низковольтных линий с реле тока в нулевом проводе. Кроме этого, в шкафу смонтированы магнитный пускатель для автоматического управления уличным освещением от фотореле (или дистанционно - от кнопки), трехфазный счетчик для учета расхода активной энергии, трансформаторы тока для питания токовых цепей счетчика и вводной трехполюсной

рубильник *РО-3* для подключения нагрузки трансформатора. Отходящие от шкафа провода, проложенные в стальных трубах, подключаются к проводам низковольтных воздушных линий 9. Привод 3 разъединителя 6 имеет рукоятку для управления разъединителем с земли. Привод, так же как и низковольтный шкаф, запираются на замок.

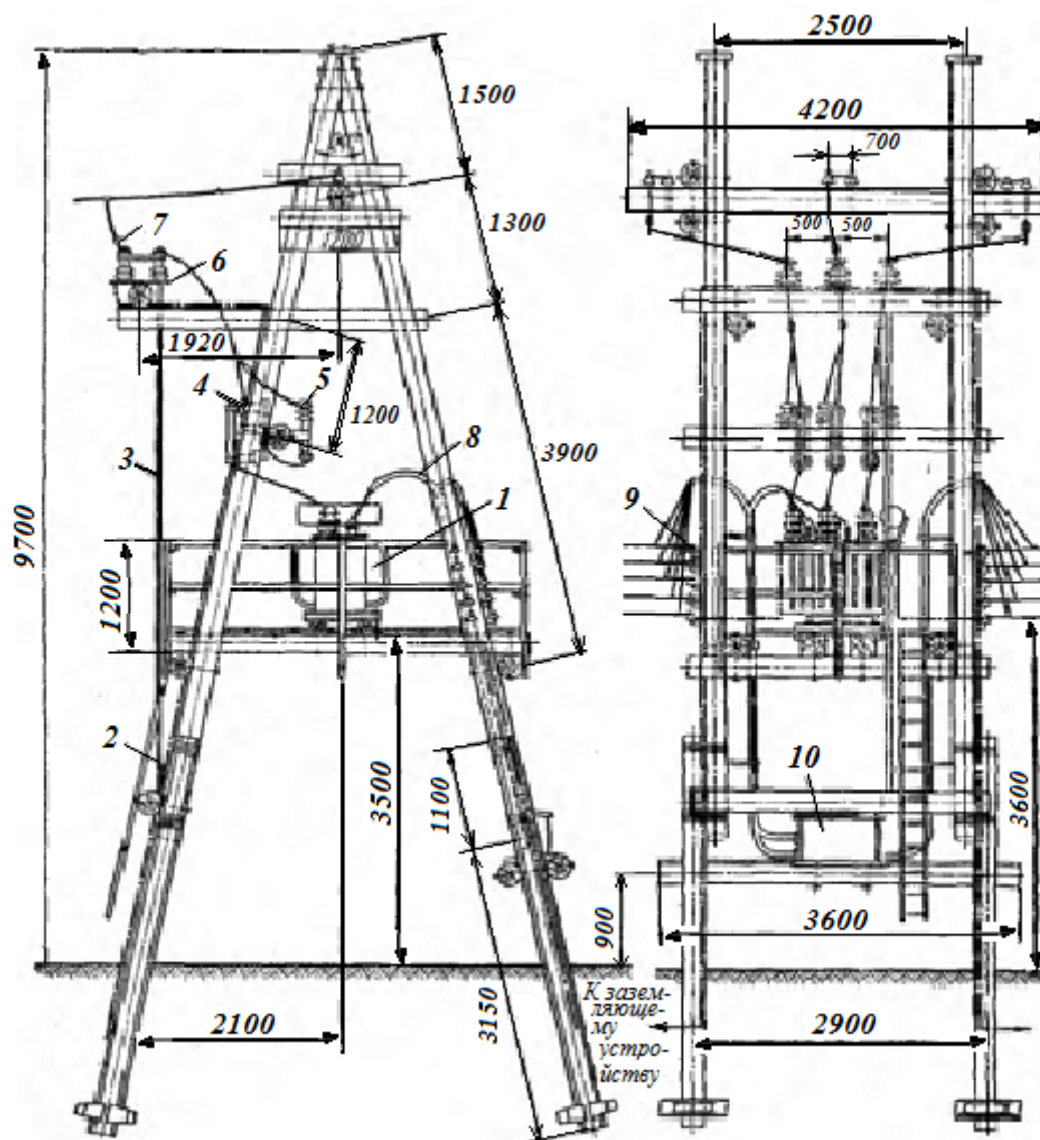


Рис. III.34. Унифицированная мачтовая трансформаторная подстанция на АП-образных опорах мощностью 160-250 кВА:

1 — силовой трансформатор, 2 — заземляющий спуск, 3 — привод, 4 — предохранители, 5 — разрядники, 6 — разъединитель, 7 — спуск, 8 — стальные трубы, 9 — провода низковольтных воздушных линий, 10 — низковольтный шкаф

Защита подстанции от атмосферных перенапряжений осуществляется комплектом разрядников 5 типа *РС-10*, заземляющий спуск 2 которых

присоединен к общему заземляющему устройству подстанции (установку разрядников с предохранителями, см. *рис. III.34*).

Для подъема на площадку трансформатора предусмотрена складная лестница, которая механически заблокирована с приводом разъединителя; она не может быть открыта при включенном разъединителе. Этими мерами обеспечивается соответствующая безопасность обслуживающего персонала.

Следует отметить, что на открытых мачтовых подстанциях могут иметь место случаи электротравматизма, так как оборудование (в том числе и высоковольтное) на таких подстанциях ничем не защищено.

Большее удобство для расположения в населенной местности, а также для питания ответственных потребителей, имеют закрытые подстанции или трансформаторные киоски, все оборудование которых размещено в закрытом помещении.

III.6.6. Закрытые подстанции потребителей 6-10/0,4 кВ

Рассмотрим конструкцию отдельно стоящей трансформаторной подстанции с четырьмя воздушными вводами напряжением 6-10 кВ типа В-42-400 на два трансформатора по 400 кВА каждый.

Такие подстанции сооружают в узловых точках распределительной сети 6-10 кВ, а также на сельскохозяйственных объектах, требующих повышенного уровня надежности электроснабжения. Оборудование подстанции размещается в кирпичном здании, сооружаемом с использованием сборных железобетонных элементов.

Электрическая схема подстанции на напряжение 6-10 кВ предусматривает одинарную секционированную через разъединитель систему сборных шин с двумя воздушными вводами и двумя отходящими воздушными линиями. Распределительное устройство 6-10 кВ комплектуется из камер заводского изготовления серий КСО-366 и КСО-266.

На рис. III.35 приведены однолинейные схемы подстанции отдельно для напряжений $6\div 10$ и $0,4\div 0,23$ кВ (обозначения элементов даны на рисунке).

Присоединение трансформаторов к шиту напряжением $0,4$ кВ осуществляется через воздушные автоматические выключатели типа АВ. Шины низкого напряжения секционированы выключателем того же типа.

Максимальное количество отходящих к потребителям линий $0,4$ кВ восемь (по четыре на каждую секцию низковольтных шин).

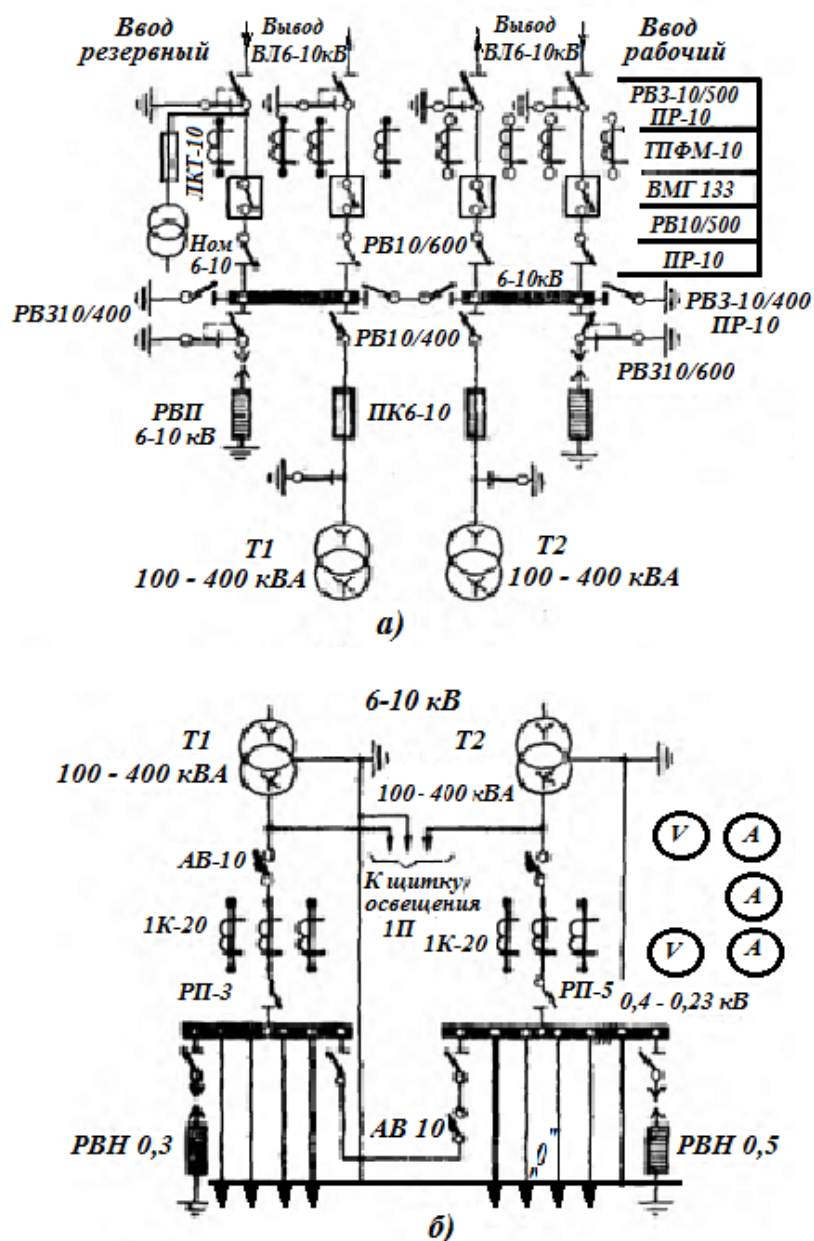


Рис. III.35. Электрические схемы соединения закрытой подстанции с четырьмя воздушными выводами:

а) на напряжение 6 – 10 кВ; б) на напряжение 0,4 кВ

Нагрузка каждой линии (в зависимости от мощности устанавливаемых трансформаторов) может изменяться в пределах от 80 до 200 А. Защита этих линий от перегрузок и токов короткого замыкания выполняется предохранителями, включенными через рубильники.

В качестве второго варианта выполнения подстанции масляные выключатели могут быть заменены выключателями нагрузки типа ВНП-17.

В нормальном режиме обе секции шин 6-10 кВ работают параллельно через два секционных разъединителя.

Двойной комплект разъединителей предусматривается для возможности осмотра и ремонта каждого из них в отдельности и участка сборных шин между ними. ВРУ 6-10 кВ предусмотрена установка камер заземления сборных шин, что повышает безопасность производства ремонтных работ.

Величина проходной мощности подстанции определяется в основном параметрами аппаратуры, устанавливаемой на линейных вводах.

Расположение РУ 6-10 кВ с камерами типа КСО в целях сокращения площади, занимаемой подстанцией, принято двухрядным. Разрезы подстанции рассматриваемого типа для упрощенной схемы с выключателями нагрузки показаны на рис. III.36.

Для разъединителей эта величина составляет 7 тыс. кВА при 10 кВ и 4,2 тыс. кВА при напряжении 6 кВ. Обозначения отдельных узлов, принятых на рисунке, следующие:

1. узел А - шины напряжения 6-10 кВ в камере силовых трансформаторов;
2. узел Б - шины напряжения 0,4 кВ в камере трансформаторов;
3. узел В - ограждающий барьер в виде деревянного бруса в камере трансформатора;
4. узел Г - установка щита напряжением 0,4 кВ из типовых панелей типа ЩО-59 различных номеров;

5. узел *Д* - воздушный ввод напряжением 6-10 кВ (на рисунке не показан);
6. узел *Е* - воздушный вывод напряжением 0,4 кВ;
7. узел *Ж* - установка межсекционного разъединителя напряжением 6-10 кВ.

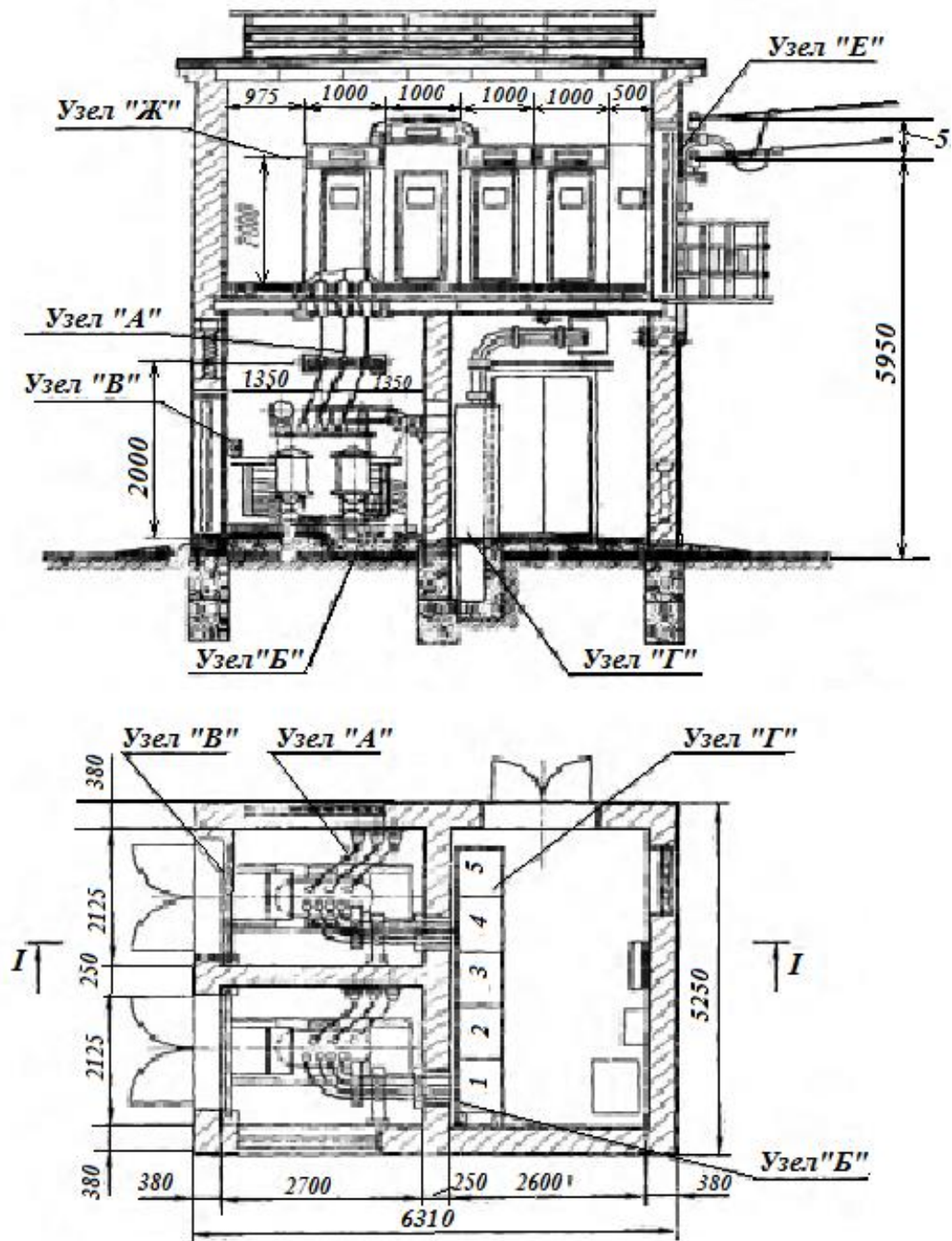


Рис. III.36. Закрытая трансформаторная подстанция с четырьмя воздушными вводами

Особенностью выполнения данной подстанции является наличие значительного количества воздушных вводов и выводов. Конструктивно вводы выполняются с трех сторон здания подстанции на различной высоте от уровня земли. На *рис. III.37* показаны примеры воздушного ввода напряжением 6-10 кВ (*рис. III.37,а*) и одного из вариантов ввода напряжением 0,4 кВ (*рис. III.37,б*) в здание подстанции.

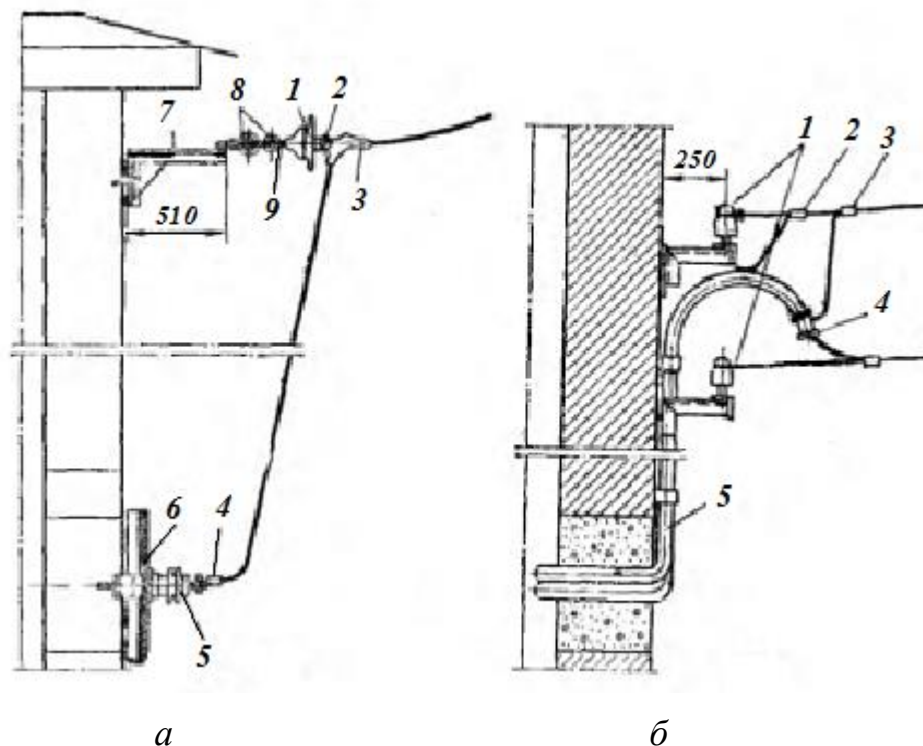


Рис. III.37. Воздушные вводы закрытой трансформаторной подстанции:

а — высокого напряжения, *б* — низкого напряжения; 1 — опорные линейные изоляторы, 2 — петлевой зажим, 3 — ответвительный зажим, 4 — зажим, 5 — проходной изолятор или трубостойка, 6 — опорная плита, 7 — угол, 8 — скоба, 9 — серьга

Ввод высокого напряжения выполняется с помощью линейного подвесного изолятора 1, соединенного скобой 8 с серьгой 9. Натяжной зажим 3 закрепляет верхний конец спуска ввода из гибкого провода, а аппаратный зажим 4 служит для подсоединения нижнего конца спуска к клеммам проходного изолятора 5. Натяжная конструкция с линейным изолятором закрепляется на уголке 7, а проходные изоляторы - на опорной плите 6.

Вводы низкого напряжения (*рис. III.37,б*) выполняются на трубостойках 5, через которые протягивается провод ввода. На опорных

линейных изоляторах 1 закрепляется четыре провода отходящей линии (три фазных и один нулевой).

Провода ввода присоединяются к проводам воздушной линии ответвительными зажимами 3. На концах труб устанавливаются пластмассовые втулки 4. Петлевым зажимом 2 к нулевому проводу присоединяется заземляющая перемычка, обеспечивающая заземление трубостоек.

Рассмотренные конструкции вводов обеспечивают необходимую надежность и поэтому их можно применять для закрытых подстанций других типов.

III.6.7. Комплектные подстанции потребителей 6-10/0,4 кВ

Комплектные трансформаторные подстанции потребителей обладают теми же преимуществами, что и комплектные устройства (сокращение объемов работ, ускорение монтажа и др.).

Учитывая большой объем приводимых работ по развитию сельских электросетей, выпуску подстанций уделяют большое внимание. В настоящее время их изготавливает ряд специализированных заводов. Комплектные подстанции выпускаются как закрытого (КТП), так и открытого типа для наружной установки (КТПН). По конструкции они могут быть выполнены как тупиковые и как проходные.

Разрез комплектной трансформаторной подстанции проходного типа (КТПП-250, 400/10) для трансформаторов мощностью 250 и 400 кВА показан на *рис. III.38*.

По схеме выполнения подстанция однитрансформаторная с одним воздушным вводом; она позволяет передавать электроэнергию высокого напряжения другим потребителям транзитом по отходящей линии 10 кВ. В случае аварии на основном вводе отходящая линия может служить резервным вводом.

Оборудование комплектной подстанции размещено в сварном металлическом корпусе, выполненном в брызгозащитном исполнении.

Верхняя часть подстанции *1* съемная, она крепится болтами к нижней части *11* (см. *рис. III.38*). Конструктивно подстанция разделена на три отделения: распределительное устройство *4* напряжением *10 кВ*, распределительное устройство *9* напряжением *0,4 кВ*, камера силового трансформатора *8*. Доступ к высоковольтным шинам и аппаратам осуществляется через дверь трансформаторного отделения, для работы предусмотрена площадка *12*. Осмотр приборов низкого напряжения требует снятия панелей *10* отсека *9*. Наблюдать за оборудованием подстанции можно без снятия напряжения через сетчатые ограждения со стороны приводов *7* аппаратов.

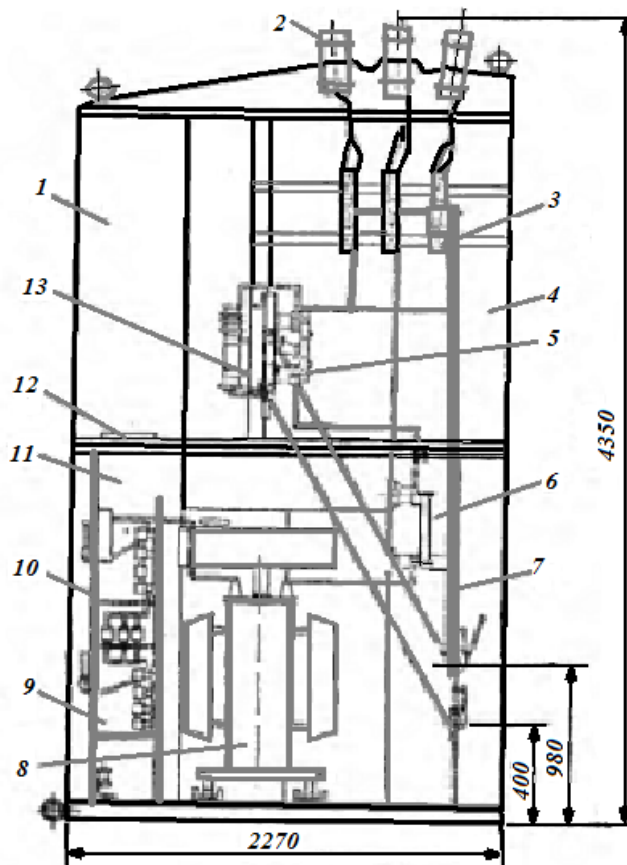


Рис. III.38. Комплектная трансформаторная подстанция проходного типа (КТПП): *1* – верхняя часть подстанции, *2* – проходные изоляторы, *3* – выключатель нагрузки, *4* – распределительное устройство напряжением *10 кВ*, *5* – разъединитель, *6* – высоковольтные предохранители, *7* – панель проводов аппаратов, *8* – камера силового трансформатора, *9* – отсек НН, *10* – панели, *11* – нижняя часть подстанции, *12* – площадка, *13* – разрядники

Рассмотрим построение электрической схемы подстанции и размещение аппаратуры.

От линии 10 кВ напряжение подается через разъединитель (он установлен на крайней опоре), проходные изоляторы 2 и выключатель нагрузки 3 типа $BH-16$ на сборные шины подстанции. От них через разъединитель типа $PB3-10/400$ и высоковольтные предохранители 6 типа $ПК-10$ напряжение подается на силовой трансформатор. Защита от атмосферных перенапряжений выполнена, как обычно, разрядниками 13 типа $PBP-10$. Вторичное напряжение от силового трансформатора подается на шкаф 9 через рубильник ввода типа $РПС-30$ и предохранители $ПН-2$.

Отходящие линии могут подключаться через рубильники и предохранители или через автоматы серии $A-3100$. Силовой трансформатор устанавливается на специальных траверсах из швеллерной стали приваренных к раме подстанции. На раме основания и в верхней части корпуса подстанции имеются рым-болты для подъема подстанции при транспортировке и монтаже. Масса подстанции 1870 кг .

Комплектные трансформаторные подстанции типа $КТПН66$ предназначены для приема, трансформации и распределения электроэнергии на напряжениях $6-10/0,4-0,23\text{ кВ}$. Подстанции выполняются в герметизированных сварных стальных корпусах и поэтому они могут работать в загрязненной парами и пылью атмосфере. В них могут устанавливаться трансформаторы мощностью от 160 до 630 кВА . Вводы стороны BH , а также $ПН$ могут быть как воздушными, так и кабельными.

При воздушных вводах BH подстанция используется только как тупиковая, а при кабельных - как тупиковая и транзитная. Корпус подстанции разделен на три отсека: аппаратуры ввода высокого напряжения, аппаратуры BH силового трансформатора, самого трансформатора и распределительного щита. Два первых отсека имеют по одной двери, а третий - три двухстворчатые двери, из которых две расположены в камере трансформатора и одна перед лицевой частью щита. Это позволяет

наблюдать за состоянием любого элемента подстанции и облегчает выполнение профилактических и ремонтных работ. При воздушных вводах подстанция имеет надстройку, выполненную также в виде металлического шкафа с опорными и проходными изоляторами в верхней части. Двери подстанции закрываются на шпингалетные запоры и замки; на дверях укреплены таблички с надписями о назначении каждого отсека. Для естественной вентиляции в верхней и нижней частях дверей предусмотрены проемы и жалюзи.

Для наружной установки выпускаются *КТПН* на 400, 630 и 1,0 кВА также напряжениями 6-10/0,4-0,23 кВ.

Подстанции выполняются в металлических шкафах в брызгозащищенном исполнении. Распределительное устройство 0,4 кВ состоит из типовых металлических шкафов. В отличие от предыдущего типа подстанций они не предназначены для установки в местах, содержащих большое количество пыли, газов и испарений (рис. III.39).

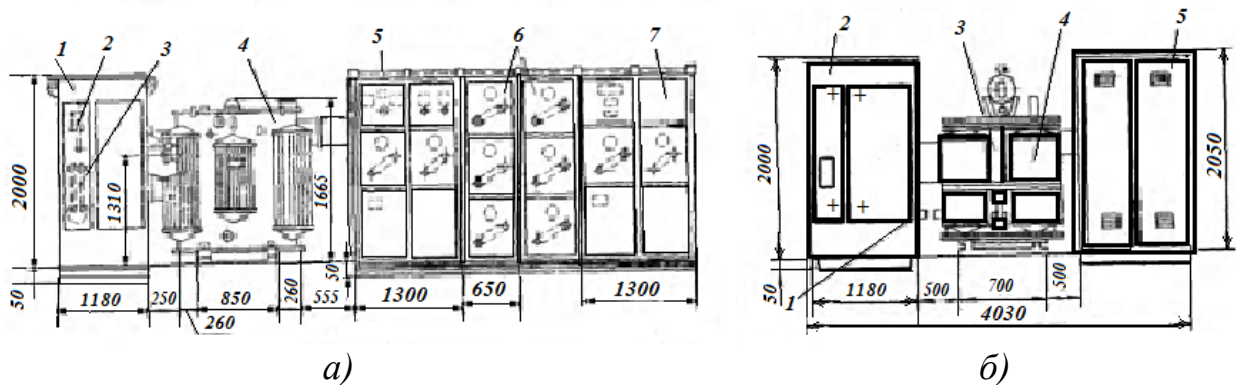


Рис. III.39. Комплектные трансформаторные подстанции наружной установки:

а — типов *КТПН-630* и *КТПН-1000*: 1— вводное устройство, 2—привод ножей заземления, 3 — привод, 4 — силовой трансформатор, 5 — шкаф ввода низкого напряжения, 6 — шкафы для отходящих линий, 7 — секционный шкаф; *б*—.типа *КТПН-400*: 1— болт заземления, 2 — шкаф ввода ВН, 3 — термосифонный фильтр, 4— силовой трансформатор, 5 — шкаф ввода НН

КТПН мощностью 630 и 1000 кВА могут быть однотрансформаторными левого и правого исполнения (по отношению к установке трансформатора) и двухтрансформаторными (рис. III.39,а).

Вводное устройство *1* в виде отдельного шкафа типа *ВВН-1* (укрепленное рядом с баком трансформатора) содержит выключатель нагрузки типа *ВНП-17* с приводом *3* и отдельным приводом *2* ножей заземления. Силовой трансформатор *4* размещен между вводным шкафом и низковольтными шкафами, расположенными в одну линию.

В шкафу ввода низкого напряжения *5* типа *КНН-1* установлен автоматический выключатель типа *АВМ20*, приборы контроля и учета; там же предусмотрен обогрев приборов.

В шкафах *6* типа *КНН-4* для отходящих линий размещены автоматы *АВМ4В* или *АВМ10В* для защиты этих линий. В секционном шкафу *7* типа *КНН-3* установлены те же автоматы; он может быть заменен типовым шкафом отходящих линий типа *КНН-5*.

Компоновка *КТПН-400* с трансформатором мощностью *400 кВА* показана на *рис. III.39,б*. Эта подстанция комплектуется из шкафа ввода *2* (типа *ВВН-1*), силового трансформатора *4*, оборудованного термосифонным фильтром *3* и комплектными шкафами *5* типа *КБН-1* для ввода *1111* или шкафами типа *КБ-5* для отходящих линий (они защищаются блоками предохранитель-выключатель типа *БПВ*).

Более просты по своей конструкции комплектные однотрансформаторные подстанции *10/0,4 кВ* мощностью *400* и *630 кВА*.

Такая подстанция (*рис. III.40*) рассчитана на установку одного трансформатора, она имеет кабельный ввод от воздушной линии *10 кВ* и до шести отходящих линий напряжением *0,4 кВ*.

Трансформатор подключается к шинам через разъединитель *РЛНД-10/200* с приводом *ПРН-10м* и защищается высоковольтным предохранителем типа *ПК-10*. Шины низкого напряжения, расположенные в шкафу, подключаются к трансформатору через трехполюсный рубильник *РП-5*; отходящие линии защищаются автоматическими выключателями *А-3124*. Для защиты от перенапряжений на стороне *ВН* трансформатора установлен комплект разрядников *РС-10*, а на стороне *НН* — разрядников

РВН-0,5. Фундаменты подстанции выполнены из сборных железобетонных элементов типа *УСО-4* и *УСО-5*.

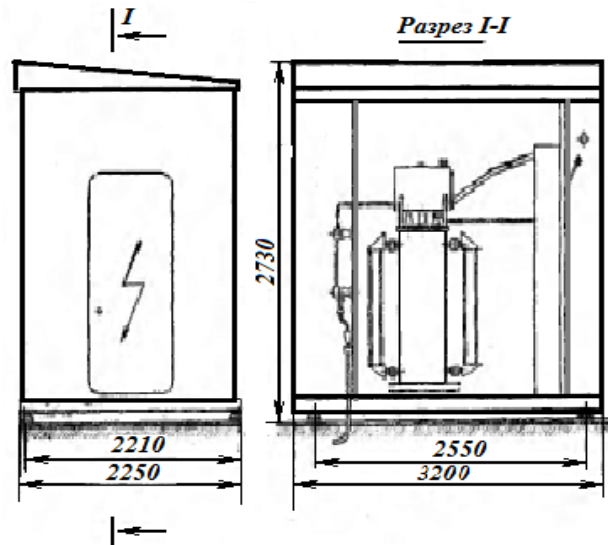


Рис. III.40. Однотрансформаторная комплектная подстанция мощностью 400 и 630 кВА

Примерно такую же схему электрических соединений (с рубильниками и предохранителями на четырех отходящих линиях 0,4 кВ) имеет сборная комплектная трансформаторная подстанция типа *СКТПС*. Она выполнена как стационарная, наружной установки. Все ее оборудование, включая силовой трансформатор мощностью 400 или 630 кВА, размещено в металлическом шкафу. Подстанция устанавливается на сравнительно простом фундаменте, так как ее масса без трансформатора составляет 850 и 930 кг (для мощности ТП 400 и 630 кВА соответственно).

III.6.8. Районные трансформаторные подстанции напряжением 35-110/6-10 кВ

Трансформаторные подстанции напряжением 35/6-10 кВ

Этот тип подстанций является основным при электроснабжении сельскохозяйственных районов от сетей энергетических систем. Такие подстанции обычно выполняются как районные; их устанавливают на окраинах населенных пунктов для распределения электрической энергии на напряжении 10 кВ по примыкающему сельскому району.

По схеме подключения к питающей сети напряжением 35 кВ они могут быть выполнены как тупиковые с односторонним и как проходные с двусторонним питанием с установкой одного или двух силовых трансформаторов мощностью от 630 до 6300 кВА , номинальным напряжением $35/10\text{ кВ}$ (вторичное напряжение 6 кВ для таких подстанций применяется значительно реже).

Наибольшее распространение получили понижающие подстанции, выполненные по сетке схем первичных соединений. Высоковольтная часть подстанций выполняется в виде открытого распределительного устройства ($ОРУ$), а низковольтная - в виде комплектных шкафов наружной установки типа $КРУН$, $КРН$ или закрытого $РУ$. Количество шкафов или ячеек $РУ$ определяется мощностью и схемой трансформаторной подстанции. Открытые распределительные устройства низкого типа выполняют на деревянных, железобетонных стойках, а также в виде металлических порталов.

На *рис. III.41* показаны схемы сборных комплектных трансформаторных подстанций серии $СКТП-35/10\text{ кВ}$.

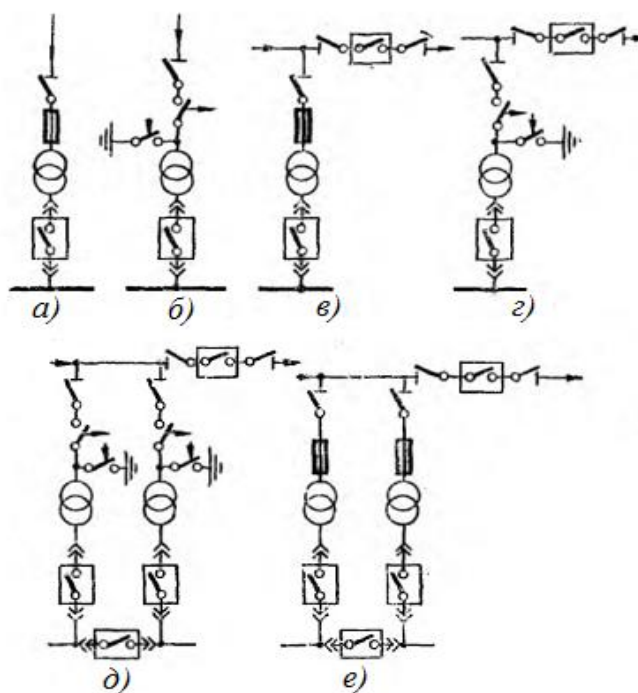


Рис. III.41. Схемы оборудования сборных комплектных трансформаторных подстанций $СКТП-35/10\text{ кВ}$

Тупиковые однотрансформаторные подстанции могут защищаться предохранителями стреляющего типа - схема *СКТП-35/10-1х630-1600 кВА* (рис. III.41,а) или с помощью короткозамыкателя и отделителя в цепи трансформатора - схема *СКТП-35/10-1х1600 - 6300 кВА* (рис. III.41,б).

Схемы транзитных однотрансформаторных подстанций тех же типов показаны на рис. III.41,в и г. Схема двухтрансформаторной транзитной подстанции мощностью $2X(1600-6300\text{кВА})$ с масляным выключателем на отходящей питающей линии и секционным выключателем на шинах 10кВ приведена на рис. III.41,д, а подстанции с предохранителями - на рис. III.41,е. Установка оборудования таких подстанций выполняется на унифицированных железобетонных стойках типа *УСО* или металлоконструкциях типа *УМО*. Последние применяются для установки разъединителей, короткозамыкателей, отделителей, выключателей, разрядников и релейных шкафов.

Рассмотрим более детально размещение основного оборудования и аппаратов на примере районной сельскохозяйственной подстанции (рис. III.42). Силовой трансформатор 3 устанавливается на металлической раме, закрепленной на фундаменте. Подстанция имеет двустороннее питание по линии 35 кВ , поэтому с обеих сторон точки подключения трансформатора предусмотрена установка масляных выключателей 9 типа *ВМ-35/600*. Они устанавливаются на стойках под порталами, от которых имеются спуски для разъединителей 8 типа *РЛНД2-35/600*. Разъединители устанавливаются с обеих сторон выключателей для получения видимого разрыва при ревизиях и ремонтах выключателей. Защита трансформатора осуществляется с помощью отделителя *ОД-35* с приводом *ШПО*, установленного на стойке 6 и короткозамыкателя *КЗ-35*, смонтированного на стойке 5.

Для их подключения к шинам служит разъединитель 7 типа *РЛНД16-35*, смонтированный под порталом. Установка разъединителя облегчает проведение ремонтных работ и ревизий отделителя. На вводе к трансформатору предусмотрен комплект разрядников *РВС-35*,

установленных на стойке 4. Для измерительных трансформатора напряжения 10 типа *НОМ-35* установлены на вводе рядом с масляным выключателем *ВМ-35*.

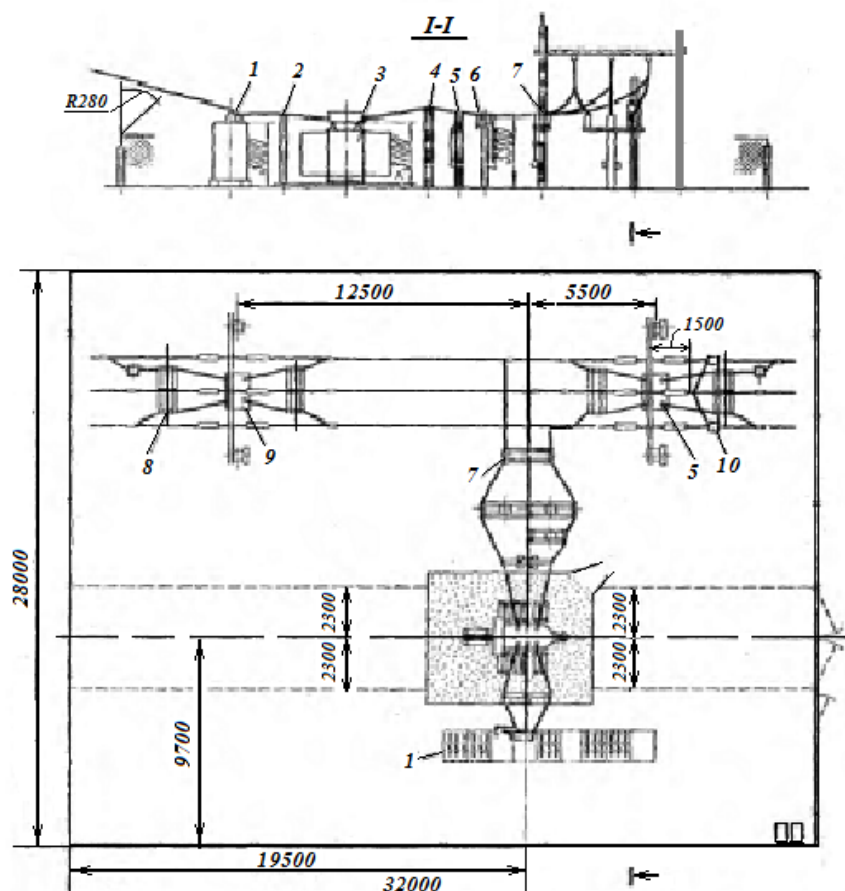


Рис. III.42. Районная понижающая подстанция напряжением 35/10 кВ, мощностью 1600—5300 кВА с двусторонним питанием:

1— распределительное устройство, 2 — промежуточная стойка, 3— силовой трансформатор, 4, 5, 6 — стойки, 7, 8— разъединители, 9-масляные выключатели, 10 — трансформаторы напряжения

Ввод от трансформатора 3 к распределительному устройству 1 выполнен жесткими шинами, укрепленными на промежуточной стойке 2 с опорными изоляторами. Распределительное устройство 10 кВ размещено в девяти комплектных шкафах наружной установки типа *КРН-10*. В пяти шкафах расположена аппаратура отходящих линий, в остальных шкафах — аппаратура ввода, трансформатор собственных нужд, пятистержневой измерительный трансформатор с разрядниками на 10 кВ, аппараты связи и телесигнализации. Вся территория подстанции закрыта внешним ограждением.

Рассмотренный тип подстанции применяется для электрификации не только сельскохозяйственных потребителей, но и предприятий местной промышленности и других объектов, расположенных в сельской местности.

III.6.9. Понижающие трансформаторные подстанции напряжением 110/6-10 кВ

В настоящее время напряжение 110 кВ используется для сельскохозяйственных питающих линий наравне с напряжением 35 кВ. Поэтому в сельской местности сооружают подстанции с двухобмоточными трансформаторами напряжением 110/6-10 кВ. На таких подстанциях устанавливают трансформаторы номинальной мощности 2500 и 4000 кВА, специально изготавливаемые для электрификации сельского хозяйства. Подстанции выполняют по упрощенной схеме первичных соединений с установкой предохранителей на стороне высшего напряжения и применением комплектных распределительных устройств наружной установки типа КРУН для распределения электроэнергии на напряжении 6-10 кВ.

На *рис. III.43* показан разрез комплектной трансформаторной подстанции сельскохозяйственного назначения типа КТПС-110/2500, мощностью 2500 кВА, напряжением 110/10 кВ.

Подстанция выполнена на железобетонных основаниях с размещением оборудования ОРУ на унифицированных железобетонных стойках, с металлическим приемным порталом.

Силовой трансформатор 6 подключается к линейному вводу через двухколонковый разъединитель 2 типа РЛНД2-110/600 и предохранители 4 типа ПСН-110. Спуск от ввода к разъединителю и предохранителям выполняется гибким проводом. Разъединитель с приводом расположен на железобетонных стойках, предохранители закреплены на металлическом портале 5 на высоте 4,7 м от земли. К спуску между разъединителем и предохранителями присоединяется комплект разрядников РВС-110,

установленных на стойках 3. Они помещены в пределах внутреннего ограждения, ограничивающего подход к высоковольтному оборудованию и зону выхлопа предохранителей ПСН-110.

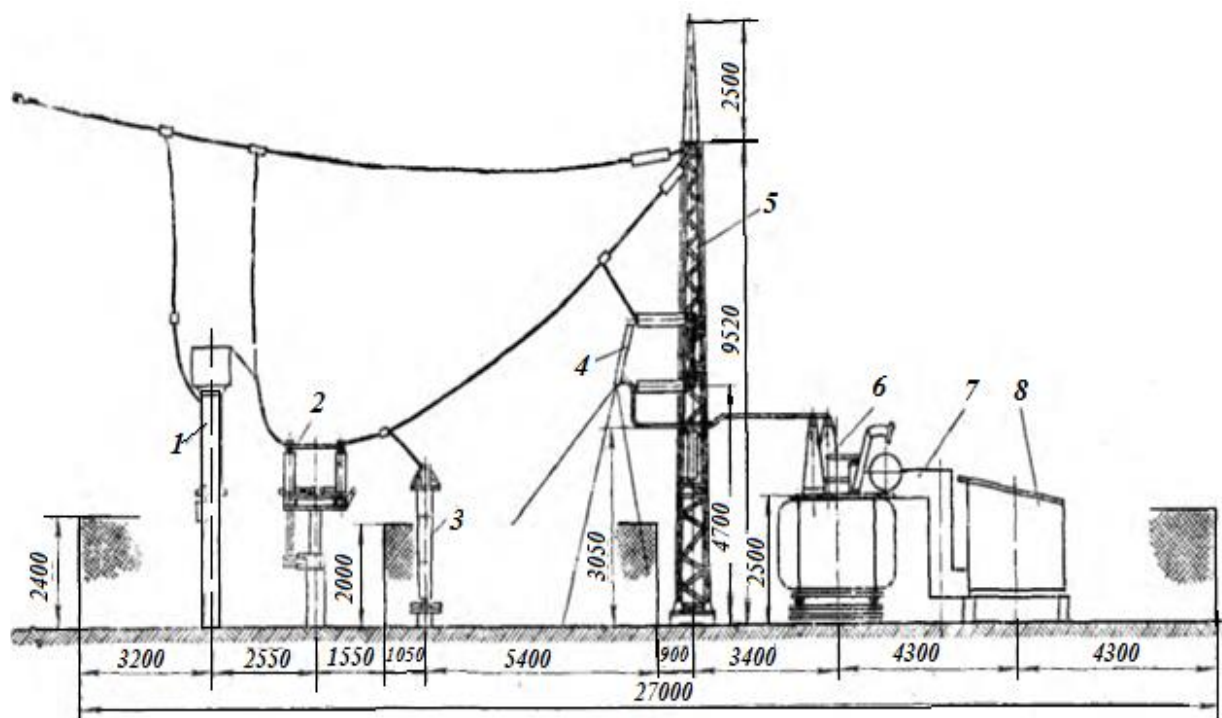


Рис. III.43. Трансформаторная подстанция напряжением 110/10 кВ, мощностью 2500 кВА сельскохозяйственного назначения:

1 – стойка, 2 – двухколонковый разъединитель, 3 – стойки разрядников, 4 – предохранители, 5 – портал, 6 – силовой трансформатор, 7 – токопровод, 8 – распределительное устройство

Ввод от предохранителей к силовому трансформатору выполняется жесткими шинами, закрепленными в промежуточной точке на опорном изоляторе, смонтированном на металлическом портале. Ввод напряжением 10 кВ от силового трансформатора к распределительному устройству 8 типа КРУН-10 выполняется в закрытом токопроводе 7.

Для выполнения высокочастотной связи на подстанции предусмотрена аппаратура обработки линии 110 кВ, расположенная на стойке 1. Наружное освещение подстанции выполняется на опорах внешнего ограждения.

Распределительное устройство 10 кВ может быть выполнено ячейками КРУН-10 типа К-ХШ или ячейками КРУН-10 типа К-30. Эти ячейки выполнены в виде металлических шкафов наружной установки со встроенной в них аппаратурой коммутации, защиты и вспомогательными элементами. Они предназначены для комплектования подстанций КТПС-110

и подставляются в полностью собранном виде на общей раме, что позволяет значительно ускорить монтаж подстанции. Габаритные размеры ячеек *K-30* без рамы следующие: ширина 750, глубина 1400, высота 1500 мм; габаритные размеры шкафа высокочастотной связи: ширина 1357, глубина 1700, высота 2610 мм. Секции ячеек *K-30* монтируются на расстоянии 500 мм друг от друга и соединяются шинами. Шкафы содержат стационарную часть (корпус шкафа) и выкатную часть (тележку), на которой установлены масляные выключатели, трансформаторы тока и аппаратура вторичной коммутации в специальном отсеке на амортизаторах.

При использовании ячеек типа *K-XIII* ошиновка ввода от трансформатора в *KРУН* выполняется жесткими, открыто проложенными шинами, а не в закрытом токопроводе 7, как показано на *рис. III.43*. Ввод от трансформатора к ячейкам шкафов может быть выполнен также высоковольтным кабелем. Такие вводы выполняют при значительном расстоянии между силовым трансформатором и распределительным устройством 10 кВ.

Комплектные подстанции напряжением 110/6-10 кВ выполняются по упрощенным схемам с использованием унифицированных конструкций для *ОРУ* и комплектных шкафов для *РУ-10 кВ*. Поэтому их широко применяют в тех сельских районах, по которым проходят линии напряжением 110 кВ, и где невыгодно применять многоступенчатую схему электроснабжения с установкой трехобмоточных трансформаторов напряжением 110/35/10 кВ.

§ III.7. Монтаж и эксплуатация трансформаторных подстанций и оборудования распределительных устройств

III.7.1. Монтаж и эксплуатация мачтовых трансформаторных подстанций

В настоящее время мачтовые трансформаторные подстанции изготавливаются на заводах, и на строительные площадки поставляются комплектно. В комплект поставки входит оборудование (трансформатор,

предохранители, разъединитель, разрядники, низковольтный шкаф, трубы для вводов) и строительные конструкции (деревянные стойки опоры, бруски, траверсы, поперечины и железобетонные приставки и ригели). Поэтому монтаж подстанции сводится в основном к сборке на месте опоры соответствующего типа, установке на ней трансформатора и необходимого оборудования.

Вначале рассмотрим, как собирается однофазная трансформаторная подстанция мощностью $4\div 10$ кВА, напряжением $10/0,23$ кВ, монтируемая на концевой деревянной опоре с железобетонными приставками (рис. III.44).

Общий вид и размеры такой деревянной А-образной опоры для подстанции показаны на рис. III.44,а. На рис. III.44,б, в, г показаны способы крепления основных узлов опоры.

Узел I (оголовок опоры) представляет собой соединение верхних концов деревянных стоек опоры 1 с помощью подтраверсников 2 и 3, между которыми закрепляется траверса 9 для опорных изоляторов. Эти детали крепятся стальными болтами 4 марки M20X600 и 8 марки M20X700 с шайбами и гайками M20. В верхней части стоек, стянутых такими же болтами, для большей прочности врезают укрепляющий брус-шпонку 5.

Верхние срезы стоек закрыты листом кровельного железа 6, предотвращающего загнивание торцов опоры.

Узел II (поперечные траверсы 9 под разъединитель) крепится к стойкам опоры болтами (M20X600) и связывается двумя поперечинами, закрепленными болтами M20X420.

Узел III (крепление стойки 10 под трансформатор) образован одной поперечной траверсой 11, прикрепляемой к стойкам опоры болтами 12.

Узел IV (соединение стойки опоры с железобетонной приставкой ПТО-2, 2-4, 25) выполняется по стандарту двумя проволочными бандажами в двух местах: на расстоянии 200 мм от нижнего среза деревянной стойки и 100 мм от верхнего конца железобетонной приставки.

Узел V (крепление ригеля 13 к концу железобетонной приставки) выполняется с помощью двух изогнутых стальных шпилек 14 диаметром 20 мм длиной 560 и 660 мм с гайками M20 и шайбами.

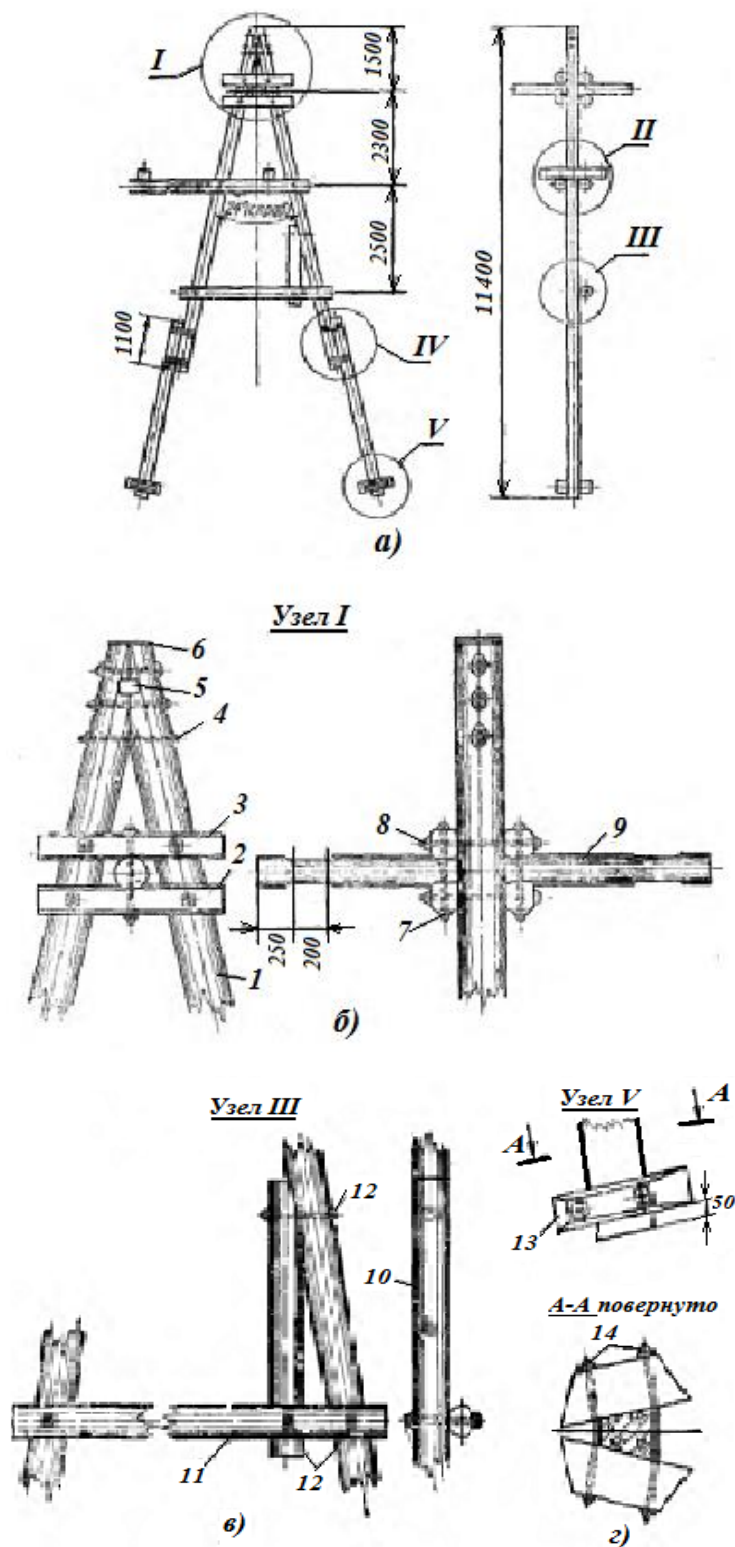


Рис. III. 44. А – образная опора однофазной подстанции:
а) общий вид, б), в), г) – способы крепления основных узлов опоры: 1 – стойки опоры, 2 – подтраверсники, 4, 7, 8, 12 – болты, 5 – брус-шпонка, 6 – лист железа, 9 – траверса, 10 – стойка, 11 – поперечная траверса, 13 – ригель, 14 – стальные шпильки

После сборки опоры все болтовые соединения еще раз подтягивают, неиспользованные отверстия заделывают деревянными пробками на битуме и приступают к установке опоры в заранее подготовленные котлованы.

Более сложные П- и АП-образные опоры под мачтовые подстанции мощностью до 100 и до 250 кВА собираются аналогичным образом из строительных элементов заводского изготовления.

На *рис. III.45,а* показана схема П-образной опоры мачтовой подстанции мощностью до 100 кВА, напряжением 6-10/0,4 кВ, а на *рис. III.45,б* показано, как выполнять сборку узлов I и II этой опоры.

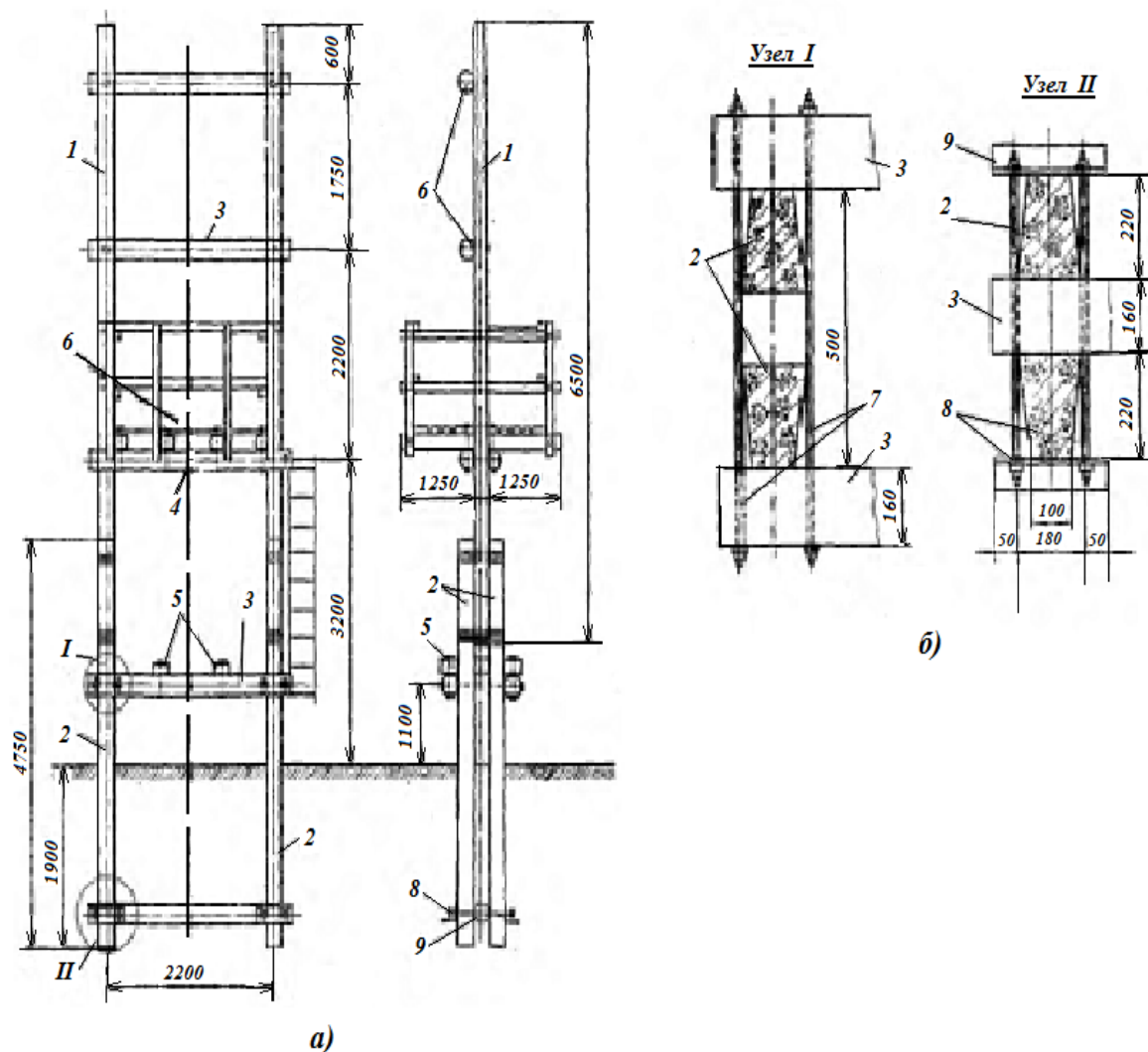


Рис. III. 45. Схема П—образной опоры мачтовой подстанции

а - мощностью до 100 кВА. *б* - способы крепления узлов I и II; 1- стойки опоры; 2 — железобетонные приставки; 3, 4- поперечины, 5 — бруски; 6, 7, 8- стальные шпильки; 9 — уголки

Деревянные стойки опоры 1 сочленяются с железобетонными приставками 2 (типа ПТО-2,2-4,25) и поперечинами 3 диаметром 160 и длиной 2700 мм; площадка под трансформатор образована двумя поперечинами 4 диаметром 200, длиной 2700 мм. Под низковольтный шкаф предусмотрены бруски 5 ($100 \times 100 \times 1300$). Крепление поперечин 3 осуществляется стальными шпильками 6 (М16) длиной 350 мм с гайками М16 и квадратными шайбами (60×60).

Узлы I и II сопряжения опоры с железобетонными приставками (рис. III.45, б) выполняются следующим образом. Для стягивания поперечин 3 с верхней частью приставок (Узел I) используются стальные шпильки 7 диаметром 16 мм и длиной 1100 мм с гайками М16 и квадратными шайбами. Стягивание поперечины 3 в нижнем конце приставок (Узел II) выполняют стальными шпильками 8 диаметром 16 мм, длиной 700 мм; для стягивания этого узла используют уголки 9 ($50 \times 50 \times 5$ длиной 300 мм). Собранный подстанцию устанавливают в котлованы и выверяют правильность ее установки по отвесу и уровню.

III.7.2. Монтаж оборудования и указания по эксплуатации мачтовых трансформаторных подстанций

Основным элементом мачтовых подстанций является силовой трансформатор. Обычно принимают открытую установку трансформатора, на опоре, или на специальной площадке.

Установка однофазного трансформатора типа ОМ на опоре мачтовой подстанции показана на рис. III.46.

Трансформатор 3 крепится полухомутом к стойке опоры и опирается на поперечную траверсу. Спуск высокого напряжения гибким проводом 2 подводится от разъединителя.

Труба низковольтного вывода 4 закрепляется скобой 1 к стойке опоры. Разрядник 5 типа РВН-0,5 подсоединяется жесткой шиной.

Трехфазные трансформаторы монтируют на площадке сложной П-образной или АП-образной опоры. Трансформатор поднимается на опору автокраном или с помощью талей и устанавливается на площадку (перед подъемом ее разбирают).

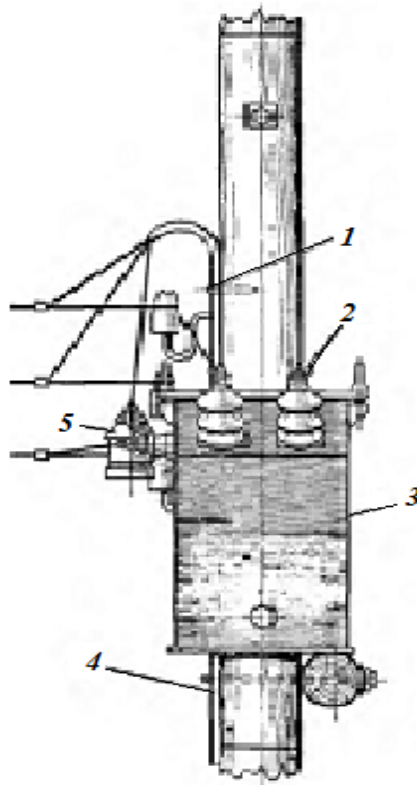


Рис. III. 46. Установка однофазного трансформатора на опоре мачтовой подстанции:

1 — скоба, 2 — гибкий провод, 3 — трансформатор, 4 — труба низковольтного вывода, 5 — разрядник

Способ установки трансформатора показан на *рис. III.47*. Опорная рама трансформатора 3 крепится специальной удерживающей планкой 1 при помощи болта 2 типа $M20 \times 180$ с квадратной шайбой (60×60 мм) и гайкой $M20$. Площадка устанавливается на такой высоте, чтобы выдерживалось расстояние в 4 м от земли, до высоковольтных выводов трансформатора.

Эксплуатация мачтовых подстанций сводится к выполнению периодических и контрольных осмотров, технического ухода, в результате которого устраняются отмеченные мелкие неисправности, и планово-

предупредительных ремонтов, куда входят текущий и капитальный ремонт подстанции.

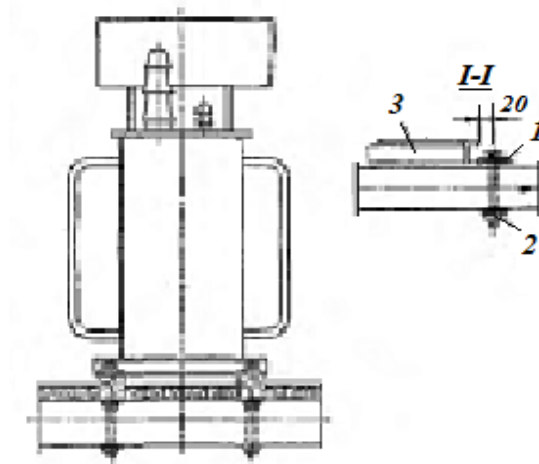


Рис. III. 47. Установка трехфазного трансформатора на площадке сложной П-образной опоры:

1 - удерживающая планка, 2 – болт, 3 — трансформатор

При текущих ремонтах устраняют те неисправности, которые оказались неустранимыми в процессе ухода или выявлены при осмотрах, подкрашивают металлические части и аппаратуру. При капитальных ремонтах выполняют более сложные работы, например, заменяют приставки к стойкам подстанции, траверсы и поперечины, поврежденные изоляторы и другое оборудование.

Уход, предупредительный и капитальный ремонты силовых трансформаторов проводят в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации трансформаторов.

Технические уходы и текущие ремонты низковольтной аппаратуры подстанции выполняют одновременно с уходами и ремонтами силовых трансформаторов. Все работы по осмотру, уходам и ремонтам следует проводить, соблюдая правила техники безопасности и эксплуатации сельских электроустановок. В процессе эксплуатации мачтовых подстанций надо строго следить за тем, чтобы низковольтное распределительное устройство, размещенное в шкафу, а также складная лестница для подъема на площадку

трансформатора были заперты на замок. Нельзя допускать посторонних лиц к обслуживанию подстанции.

§ III.8. Системы контроля на электростанциях и подстанциях

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки контрольно-измерительной аппаратуры могут быть различными.

Приборы могут устанавливаться на главном щите управления (ГЩУ), блочном щите управления (БЩУ) и центральном щите (ЦЩУ на электростанциях с блоками генератор - трансформатор и на местных щитах.

Приборы могут быть показывающего типа (показывают текущее значение контролируемого параметра), регистрирующего (регистрируют контролируемый параметр в течение длительного времени с целью анализа работы установки) и интегрирующего (интегрируют некоторый параметр по времени, обычно это счетчики активной и реактивной энергии).

На схемах приборы показывающего типа изображаются окружностью, а регистрирующего типа – квадратом с указанием внутри на измеряемый параметр (A – амперметр, V – вольтметр, Hz – частотомер, W – ваттметр, var – варметр, ϕ – фазометр, Wh – счетчик активной энергии, $varh$ – счетчик реактивной энергии (таблица III.7).











Исходной информацией при выборе электроизмерительных приборов для систем контроля ТЭС должны быть:

- параметры системы (уровни напряжения, мощность короткого замыкания, конфигурация и т. п.);
- параметры нагрузки как электрической, так и тепловой; источники первичной энергии (топлива) и т. д., и т. п.

Более детально эту информацию уточняют в процессе проектирования системы в соответствии с её назначением. Так, например, при выборе трансформаторов необходимо предварительно определить расчетную

мощность, передаваемую через трансформаторы, для выбора аппаратов и токоведущих частей необходимо знать токи в рабочих и аварийных режимах.

Таблица III.7

<i>Измерительный прибор</i>	<i>Обозначение прибора</i>		
	<i>показывающего</i>	<i>регистрирующего</i>	<i>интегрирующего</i>
<i>ВОЛЬТМЕТР</i>			
<i>АМПЕРМЕТР</i>			
<i>ЧАСТОТОМЕР</i>			
<i>ВАТТМЕТР</i>			
<i>ВАРМЕТР</i>			
<i>ФАЗОМЕТР</i>			
<i>СИНХРОНОСКОП</i>			
<i>Счётчик ватт-часов</i>			
<i>Счётчик вольт-ампер- -часов реактивный</i>			

III.8.1. Технические данные контрольно-измерительных приборов

Технические данные контрольно-измерительных приборов приведены в [18,19].

Щитовые приборы имеют класс точности от 0,5 до 2,5, В отдельных случаях класс точности 4,0. Для измерений на отходящих линиях и на большинстве объектов применяются приборы класса точности 2,5, включаемые через измерительные трансформаторы класса точности 1,0.

Для трансформаторных и распределительных пунктов, а также в цепи электродвигателей допускается применение амперметров класса точности 4,0 с трансформаторами тока класса точности 3,0.

Для контроля за работой генераторов и другого отечественного оборудования (мощные трансформаторы, автотрансформаторы, синхронные компенсаторы) применяются приборы переменного тока класса точности 1,5 с измерительными трансформаторами класса точности 0,5, а ваттметры в цепях генераторов мощностью 100 МВт и более должны быть класса точности 1,0.

При отсутствии приборов требуемого класса точности допускается устанавливать приборы низшего класса точности, но соответственным образом отрегулированные и выверенные так, чтобы их основная погрешность не превышала погрешность требуемого класса точности.

Например, при отсутствии приборов класса точности 1,5 можно применить приборы класса точности 2,5, отрегулировав и выверив так, чтобы основная погрешность не превышала 1%.

Для генераторов мощностью более 50 МВт, межсистемных воздушных линиях напряжением 220 кВ и выше, для трансформаторов 63 МВА и более должны применяться счетчики класса точности 0,5.

III.8.2. Главная электрическая схема ТЭС

Главной электрической схемой называют схему электрических и трансформаторных соединений между ее основными элементами, связанными с производством, преобразованием и распределением электроэнергии.

Главная электрическая схема определяет основное электрооборудование и эксплуатационные свойства электроустановки.

Приборы главной электрической схемы устанавливаются на главном щите управления (ГЩУ) (см. рис. III.48).

Как правило, приборы электрических схем котельного и котлотурбинного цеха, имеющих общую администрацию, размещают на блочных щитах управления (БЩУ) (рис. III.49).

На блочных щитах управления (БЩУ) размещают также приборы схемы электроснабжения для контроля источников питания, самостоятельного запуска электродвигателей, кабельного хозяйства, оборудования и установок постоянного тока, потребления мощности и энергии собственных нужд (СН).



Рис. III. 48. Главный щит управления Чебоксарской ТЭЦ



Рис. III. 49. Щит управления котлом №6 (Дубровская ТЭЦ)

Из всей совокупности вопросов, решаемых при проектировании электрической части станций и подстанций, важное место занимает выбор контрольно-измерительных приборов для контроля распределительных

устройств и контрольных кабелей во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения и передачи данных на центральный щит управления (ЦЩУ) (рис. III.50).

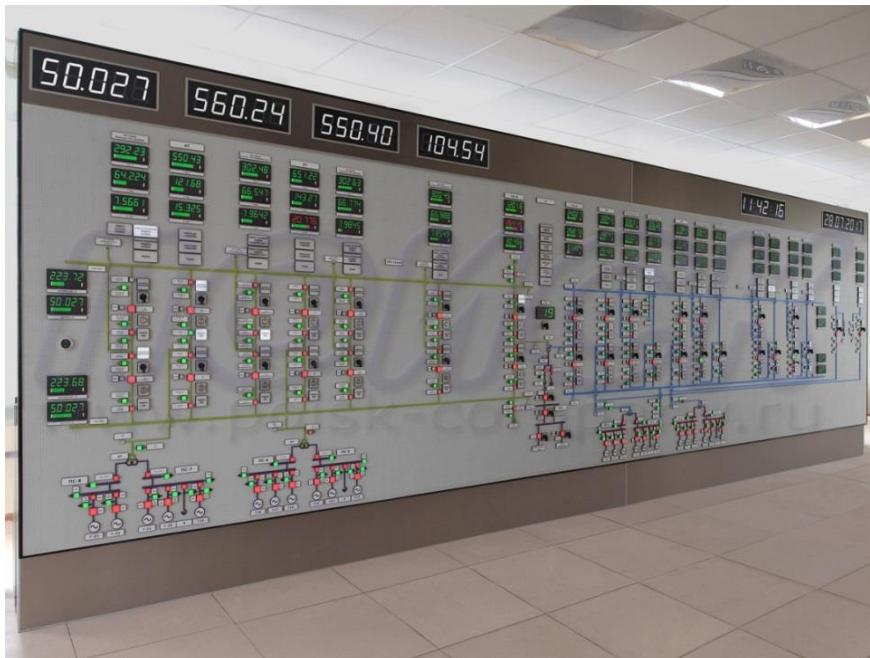


Рис. III. 50. Центральный щит управления Камской ГЭС

Выбор количества контрольно-измерительных приборов и расстановка этих приборов на электростанциях и подстанциях производится в соответствии с рекомендациями изложенными в работах [19,20,24].

§ III.9. Проблемы обеспечения безопасности на электростанциях и подстанциях

III.9.1. Особенности расчета устройств молниезащиты и заземления

Общая часть

Устройство молниезащиты обеспечивает защиту ОРУ от прямых ударов молнии. Эта защита осуществляется стержневыми молниеотводами.

Разработка молниезащиты ОРУ заключается в выборе типа, высоты и таких мест установки молниеотводов, чтобы все токоведущие части и аппараты ОРУ располагались в их зонах защиты. Необходимые для расчета

зон защиты геометрические размеры ОРУ принимаются из его типовых конструктивных чертежей [22].

Заземляющее устройство ОРУ рассчитывается одновременно для защитного, рабочего и грозозащитного заземлений. При проектировании устройства заземления необходимо выбрать такую его конструкцию и размеры, при которых его сопротивление растеканию тока не превышает допустимого по ПУЭ значения.

Результаты расчетов необходимо отображать в графическом виде. На плане ОРУ указываются места установки молниеотводов и их защитные зоны.

Выбор типа стержневых молниеотводов

В состав стержневого молниеотвода входят четыре конструктивных элемента: молниеприёмник, несущая конструкция, токопровод и заземлитель. Если функции несущей конструкции выполняют порталы, то в качестве заземлителя используется общее заземляющее устройство ОРУ.

Отдельно стоящие молниеотводы имеют обособленный заземлитель.

На порталах стержневые молниеотводы устанавливаются обычно в виде стальной трубы, нередко состоящей из труб нескольких диаметров.

Молниеотводы высотой более 5м в основании имеют решётчатую конструкцию из угловой стали.

Крепление молниеотводов к порталам ОРУ осуществляется хомутами и крепежными планками посредством болтов и сварки.

Установка молниеотводов на порталах ОРУ является наиболее простым и экономичным решением. Однако при поражении молниеотвода молнией значительно возрастает напряжение на заземляющем контуре и заземляемых частях ОРУ. Поэтому должны быть приняты меры для предупреждения обратных перекрытий изоляции. Вероятность обратных перекрытий тем выше, чем ниже $U_{ном}$ ОРУ, так как с понижением $U_{ном}$ снижается уровень изоляции её оборудования. Выходом из положения

является установка отдельно стоящих молниеотводов с обособленным заземлителем.

Наибольшее применение получили отдельно стоящие молниеотводы на металлических опорах из прокатной угловой стали с площадками для установки прожекторов высотой до 40 м, разработанные в 1976 г. Северо-западным отделением института "Энергосетьпроект". Защита от ПУМ оказывается при этом значительно надежнее, но дороже. При выборе конструкции молниеотводов *ОРУ* сопоставляются приведенные затраты по указанным вариантам с учетом ущерба, который может принести поражение *ОРУ* молнией.

Согласно руководящим указаниям в *ОРУ 220 кВ* и выше молниеотводы всегда устанавливаются на порталах. В *ОРУ 110* и *150 кВ* молниеотводы на порталах устанавливаются при удельных сопротивлениях грунта (r) в грозовой сезон менее $1000 \text{ Ом} \times \text{м}$. При $1000 > r > 2000 \text{ Ом} \times \text{м}$ установка молниеотводов на порталах *ОРУ 110* и *150 кВ* допускается при условии, что площадь, занимаемая заземляющим контуром, составляет не менее 10000 м^2 .

При таких размерах контура обеспечивается сопротивление молниеотвода, позволяющее снизить импульсное напряжение на заземлителе до безопасной величины. На конструкциях *ОРУ 35 кВ* молниеотводы устанавливаются при грунтах с $r > 500 \text{ Ом} \times \text{м}$ независимо от размеров площади заземляющего контура подстанции и при грунтах с $500 > r > 750 \text{ Ом} \times \text{м}$ с площадью контура не менее 10000 м^2 . При этом фазная изоляция *ОРУ 35 кВ* выполняется на класс напряжения *110 кВ*.

Установка молниеотводов на трансформаторных порталах допускается при соблюдении следующих условий:

- а) удельное сопротивление грунта не превышает $350 \text{ Ом} \times \text{м}$;
- б) непосредственно на выводах обмоток 3-35 кВ трансформаторов или на расстоянии не более 5 м от них должны быть установлены вентильные разрядники.

Когда перечисленные выше требования не выполняются, применяются отдельно стоящие молниеотводы с обособленным заземлителем. При их установке расстояние в земле между обособленным заземлителем и ближайшей к нему точкой заземляющего контура должно быть не менее 3 м.

Аналогично расстояние по воздуху от молниеотвода до токоведущих частей *ОРУ* должно быть не менее 5 м. Сопротивление обособленного заземлителя не должно превышать 25 Ом. Отдельно стоящие стержневые молниеотводы выполняют также функции прожекторных мачт. Их устанавливают по углам площадки *ОРУ*, независимо от наличия молниеотводов на порталах, и учитывают при построении защитной зоны *ОРУ*. Как правило, отдельно стоящие молниеотводы совместно с молниеотводами, установленными на здании машинного зала, обеспечивают защиту от прямых ударов молнии гибких связей и шинных мостов.

Допускается не защищать от прямых ударов молнии:

а) *ОРУ* 20÷35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1000 кВА и менее в районах с интенсивностью грозовой деятельности не более 70 часов в год;

б) *ОРУ* 20÷35 кВ с интенсивностью грозовой деятельности не более 20 часов в год;

в) подстанций 220 кВ и ниже с r_z 2000 Ом×м с интенсивностью грозовой деятельности не более 20 часов в год.

Расчет зон защиты молниеотводов

После выбора типа стержневых молниеотводов определяется их количество, взаимное расположение и высота. Этот расчет выполняется в соответствии с [22].

Расчет молниезащиты *ОРУ* ведется по зонам.

Зона защиты одиночного молниеотвода высотой до 60 м представляет собой круговой конус. Размеры этого конуса определены во Всесоюзном электротехническом институте на основе обширных лабораторных

исследований, опыта эксплуатации и сведений о развитии разрядов молнии. При этом вероятность прорыва молнии к электрооборудованию *ОРУ* внутри зоны защиты не превышает допускаемой *ПУЭ* величины, равной 0,001 (один удар из 1000 разрядов молнии прорывается к токоведущим частям, аппаратам *ОРУ*, минуя молниеотвод).

Для защиты *ОРУ* применяются многократные молниеотводы, расположенные в вершинах квадратов или в шахматном порядке. В результате общая зона защиты *ОРУ* складывается из ряда зон защиты трех или четырех молниеотводов. Последние при одинаковых высотах молниеотводов определяются согласно *рис. III.51*.

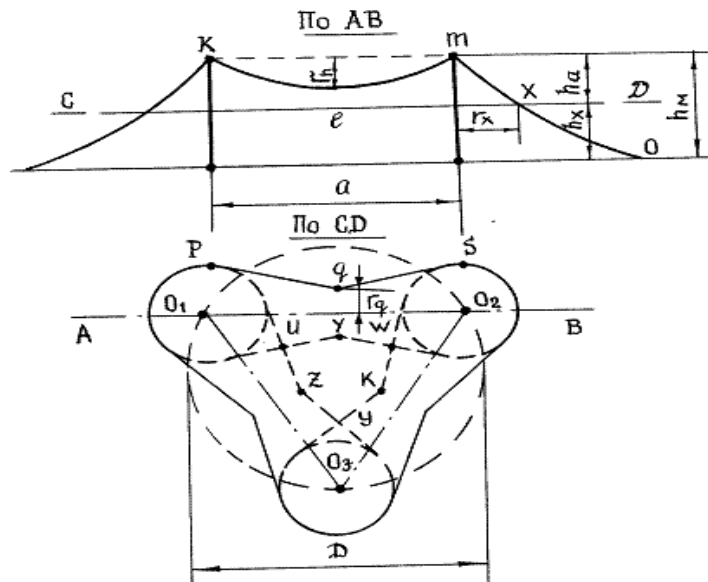


Рис. III.51. Зона защиты многократного молниеотвода

Очертание внешней зоны защиты (кривая «*тх*») совпадает с зоной защиты одиночного молниеотвода и определяется по формуле

$$r_x = \frac{1,6h_m h_x K_h}{h_m + h_a}, \quad (\text{III.10})$$

где r_x - радиус зоны защиты;

h_m , h_x , $h_a = h_m - h_x$ - высота соответственно молниеотвода и защищаемого объекта, активная высота молниеотвода;

K_h - поправочный коэффициент для высоких молниеотводов;

$K_h = 1$ при $h_m = 30$ м; $K_h = \sqrt{30/h_m}$ при $30 h_m 100$ м.

В общем случае следует определять радиус защитной зоны соответственно на высоте расположения токоведущих частей электрических аппаратов, сборных шин и проводов ячейки. Высота расположения сборных шин и проводов ячейки определяется высотой шинных и ячейковых порталов ОРУ. Построение зон защиты молниеотводов начинают с проводов верхнего яруса (ячейки). Зоны защиты для проводов нижнего яруса (сборных шин и аппаратов) строят в том случае, если они не вписываются в зону защиты проводов верхнего яруса.

Очертание верхней границы («кем» на *рис. III.51*) совпадает с зоной защиты двухкратного молниеотвода и имеет вид дуги окружности, причем расстояние

$$r_q = \frac{a}{7K_h}, \quad (\text{III.10})$$

где a - расстояние между молниеотводами, которое определяется из конструктивного чертежа ОРУ. Внешняя граница («pqs» на *рис. III.51*) образуется двумя отрезками прямых, причем расстояние r_q , равное половине наименьшей ширины зоны двухкратного молниеотвода, определяется по кривым [22] или по формуле:

$$r_q = r_x \frac{h_a K_h - a}{12,5 h_a K_h - a} \cdot \frac{12,5}{7}. \quad (\text{III.11})$$

Образующийся внутренний многоугольник «uvwkyz» также защищен достаточно надежно, если диаметр окружности:

$$D = 8h_a K_h. \quad (\text{III.12})$$

Пример построения зоны защиты ОРУ 110 кВ от ПУМ показан на *рис. III.52*. На рисунке изображены только порталы ОРУ. Так как удельное сопротивление грунта менее $2000 \text{ Ом} \times \text{м}$, то стержневые молниеотводы устанавливаются на конструкциях порталов ОРУ. Места установки молниеотводов выбираем так, как это показано на *рис. III.52*. Основанием к

этому служит прикидочный расчет размещения минимального числа стержневых молниеотводов с $h_a = 5-10$ м.

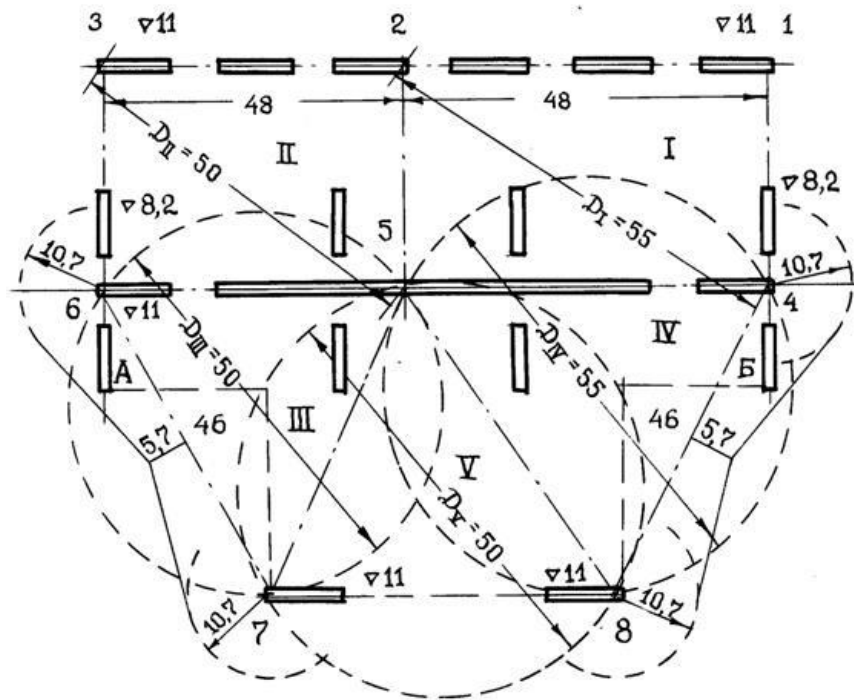


Рис III.52. Графическая иллюстрация к примеру расчёта

Разбиваем площадку ОРУ на секторы I-IV и определяем условия защиты каждого сектора. Минимальная активная высота молниеотводов для защиты прямоугольного сектора II

$$h_a = \frac{D}{8} = \frac{55}{8} = 6,9 \text{ м}, \quad (\text{III.13})$$

для защиты прямоугольного сектора I

$$h_a = \frac{D}{8} = \frac{50}{8} = 6,25 \text{ м}; \quad (\text{III.14})$$

для защиты треугольного сектора IV

$$h_a = \frac{55}{8} = 6,9 \text{ м}. \quad (\text{III.15})$$

Принимаем для всех молниеотводов высоту $h_a = 7$ м. Как видно из рис. III.52, шинные порталы A и B, имеющие высоту 8,2 м, находятся за пределами треугольных секторов III и IV. Защищенность этих порталов проверяется, построением защитных зон для двойных стержневых

молниеотводов 4-8 и 6-7. Полная их высота $h_m = 11 + 7 = 18$ м (молниеотводы установлены на ячейковых порталах ОРУ высотой 11 м). Активная высота этих молниеотводов по отношению к шинным порталам ОРУ составляет $h_a = 18 - 8,2 = 9,8$ м. Зная h_a , строим защитную зону молниеотводов на высоте 8,2 м:

$$r_x = \frac{1,6h_a}{1 + \frac{h_x}{h}} = \frac{1,6 \cdot 9,8}{1 + \frac{8,2}{18}} = 10,7 \text{ м.} \quad (\text{III.16})$$

Находим приближенно r_q по формуле:

$$r_q = 10,7 \cdot \frac{7 \cdot 9,8 - 46}{12,5 \cdot 9,8 - 46} \cdot \frac{12,5}{7} = 5,7 \text{ м.} \quad (\text{III.17})$$

Построение, выполненное на *рис. III.52*, показывает, что порталы 1 и 5 входят в защитную зону молниеотводов, установленных на ячейковых порталах ОРУ. Поэтому их установка на шинных порталах не требуется.

Для присоединения средств грозозащиты используется общее заземляющее устройство ОРУ. Заземляющее устройство ОРУ в общем случае образуется естественными и искусственными заземлителями, а также заземляющими проводниками.

Вопросы для самоподготовки и контроля знаний

1. Какие способы измерения мощности вам известны?
2. Измерение мощности методом трех приборов.
3. Где возможно измерение мощности одним ваттметром?
4. Как измерить реактивную мощность одним ваттметром?
5. Как измерить реактивную мощность тремя ваттметрами?
6. Какие разновидности индукционных счетчиков имеются?
7. Что такое передаточное число счетчика?
8. Как выглядит кривая погрешности индукционного счетчика?
9. Обозначения счетчиков.
10. Схемы включения счетчиков.
11. Каковы возможности и области применения электронных и микропроцессорных счетчиков?
12. Принцип широтно-импульсной модуляции.

13. Алгоритм функционирования микропроцессорных счетчиков.
14. Как выглядит кривая погрешности индукционного счетчика с магнитной подвеской диска?
15. Для какой цели используются трансформаторы тока и напряжения?
16. Каковы номинальные значения токов вторичных обмоток трансформаторов тока?
17. Каковы номинальные значения напряжений во вторичных обмотках трансформаторов напряжения?
18. Какие значения регламентируются в трансформаторах тока и напряжения, для того чтобы измерения не выходили за пределы класса точности?
19. Как измеряется значение тока в сети при подключении амперметра через трансформатор тока?
20. Как измеряется значение напряжения в сети при подключении вольтметра через трансформатор напряжения?
21. Что позволяет осуществлять подключение амперметров через трансформаторы тока?
22. Какие показатели качества электроэнергии вы знаете?
23. Какова обязательная и рекомендуемая длительность непрерывных измерений ПКЭ для контроля выполнения требований стандарта ГОСТ 13109-97?
24. Какие требования предъявляются к современным СИ ПКЭ?
25. Для чего служат трансформаторные подстанции? Какие типы трансформаторных подстанций по напряжению вы знаете?
26. В чем заключается отличие между тупиковой подстанцией и проходной или транзитной подстанцией?
27. На каких опорах устанавливаются мачтовые трансформаторные подстанции потребителей? Где и на каких подстанциях размещается высоковольтная аппаратура, силовой трансформатор и аппараты низкого напряжения?
28. Как выполняются и что собой представляют комплектные трансформаторные подстанции потребителей?
29. Расскажите, как выполнены комплектные шкафы наружной установки типа КРУН для распределительного устройства подстанции 35/10 кВ. Какая аппаратура устанавливается в этих шкафах?
30. Какая аппаратура устанавливается на открытых распределительных устройствах районных трансформаторных подстанций?

31. Что называется распределительным устройством и как они разделяются по своему назначению?

32. Какие распределительные устройства по роду установки основного оборудования и конструктивному выполнению вы знаете?

33. Какие требования предъявляют к сооружению закрытых и открытых распределительных устройств?

34. Как устанавливаются силовые трансформаторы на открытых распределительных устройствах?

35. В чем преимущества и недостатки свободно стоящих распределительных шкафов и шкафов «прислонного» типа?

36. Какие конструкции закрытых распределительных устройств вы знаете?

37. Каковы основные преимущества и недостатки открытых распределительных устройств?

38. В чем преимущества комплектных распределительных устройств внутренней и наружной установки по сравнению с распределительными устройствами другого типа?

39. Для чего на станциях и подстанциях применяются измерительные приборы?

40. Как включаются амперметры и вольтметры при малых и больших токах, при низких и высоких напряжениях?

41. Как включаются счетчики электрической энергии при больших токах и напряжении ниже 1000 В?

42. Как устроены трансформаторы тока и трансформаторы напряжения?

43. Объясните, почему нельзя размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при его работе?

44. Как делают переключения во вторичной цепи трансформатора тока в процессе эксплуатации?

ГЛАВА IV

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ИЗМЕРЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Без преувеличения можно сказать, что во всех областях человеческой деятельности: в приборостроении, машиностроении, в нефте- и газодобыче, теплоэнергетике, электротехнике и других, электрические измерения имеют чрезвычайно важное значение, в связи с необходимостью контроля за правильностью работы высокоточных электротехнических механизмов и установок, их испытания, определения параметров электрических цепей, учета и расхода электрической энергии и т. п.

Приборы, с помощью которых измеряют эти электрические величины (ток, напряжение, сопротивление, энергию и мощность), называются электрическими измерительными приборами: амперметрами, вольтметрами, гальванометрами, ваттметрами, электросчетчиками, фазометрами, фазоуказателями, синхроскопами, частотомерами, омметрами, мегомметрами, измерителями сопротивления заземления, измерителями емкости и индуктивности, осциллографами, измерительными мостами и комбинированными приборами и измерительными комплектами (например, электроизмерительный комплект *K540* в состав которого входят вольтметр, амперметр и ваттметр).

§ IV.1. Классификация электроизмерительных приборов и технические требования, предъявляемые к ним

IV.1.1. Классификация электроизмерительных приборов

По принципу действия

Как это показано выше, у большинства *показывающих* (аналоговых) электроизмерительных приборов подвижная часть устройства перемещается вследствие действия *вращающего момента*.

Вращающий момент возникает в результате взаимодействия магнитных или электрических полей и до некоторой степени пропорционален измеряемой величине. В измерительном устройстве всегда есть противодействующий момент, который создается механической или электромагнитной силой.

По принципу действия электроизмерительные приборы подразделяются на следующие основные типы:

1. *Приборы магнитоэлектрической системы*, основанные на принципе взаимодействия катушки с током и внешнего магнитного поля, создаваемого постоянным магнитом.

2. *Приборы электродинамической системы*, основанные на принципе электродинамического взаимодействия двух катушек с токами, из которых одна неподвижна, а другая подвижна.

3. *Приборы электромагнитной системы*, в которых используется принцип взаимодействия магнитного поля неподвижной катушки с током и подвижной железной пластинки, намагниченной этим полем.

4. *Тепловые измерительные приборы*, использующие тепловое действие электрического тока. Нагретая током проволока удлиняется, провисает, и вследствие этого подвижная часть прибора получает возможность повернуться под действием пружины, выбирающей образовавшуюся слабину проволоки.

5. *Приборы индукционной системы*, основанные на принципе взаимодействия вращающегося магнитного поля с токами, индуцированными этим полем в подвижном металлическом цилиндре.

6. *Приборы электростатической системы*, основанные на принципе взаимодействия подвижных и неподвижных металлических пластин, заряженных разноименными электрическими зарядами.

7. *Приборы термоэлектрической системы*, представляющие собой совокупность термопары с каким-либо чувствительным прибором, например магнитоэлектрической системы. Измеряемый ток, проходя через термопару,

способствует возникновению термотока, действующего на магнитоэлектрический прибор.

8. *Приборы вибрационной системы*, основанные на принципе механического резонанса вибрирующих тел. При заданной частоте тока наиболее интенсивно вибрирует тот из якорьков электромагнита, период собственных колебаний которого совпадает с периодом навязанных колебаний.

9. *Электронные измерительные приборы* - приборы, измерительные цепи которых содержат электронные устройства. Они используются для измерений практически всех электрических величин, а также неэлектрических величин, предварительно преобразованных в электрические.

По типу отсчетного устройства различают *аналоговые* и *цифровые* приборы. В аналоговых приборах измеряемая или пропорциональная ей величина непосредственно воздействует на положение подвижной части, на которой расположено отсчетное устройство. В цифровых приборах подвижная часть отсутствует, а измеряемая или пропорциональная ей величина преобразуется в числовой эквивалент, регистрируемый цифровым индикатором.

В *таблице I.1* (см. выше) приведены условные обозначения электроизмерительных приборов по принципу их действия.

По роду измеряемой величины

Электроизмерительные приборы классифицируются и по роду измеряемой ими величины, так как приборы одного и того же принципа действия, но предназначенные для измерения разных величин могут значительно отличаться друг от друга по своей конструкции, не говоря уже о шкале прибора.

В *таблице IV.1* приведен перечень условных обозначений наиболее употребительных электроизмерительных приборов.

Таблица IV.1

Примеры обозначения единиц измерения, их кратных и дольных значений

Наименование измеряемой величины	Обозначение	Наименование измеряемой величины	Обозначение
Коэффициент мощности	$\cos \varphi$	Индуктивность (Генри)	H
Коэффициент реактивной мощности	$\sin \varphi$	Миллигенри	mH
Сопротивление (Ом)	Ω	Микрогенри	μH
Миллиом	$m\Omega$	Магнитный поток (Вебер)	Wb
Микром	$\mu\Omega$	Милливебер	mWb
Килоом	$k\Omega$	Емкость (Фарада)	F
Мегаом	$M\Omega$	Миллифарада	mF
Тераом	$T\Omega$	Микрофарада	μF
Ток (Ампер)	A	Пикофарада	pF
Килоампер	kA	Реактивная мощность электрической цепи (вар)	VAR
Миллиампер	mA	Киловар	$kVAR$
Микроампер	μA	Мегавар	$MVAR$
Напряжение (Вольт)	V	Частота (Герц)	Hz
Киловольт	kV	Килогерц	kHz
Милливольт	mV	Мегагерц	MHz
Активная мощность электрической цепи (Ватт)	W	Градус стоградусной температурной шкалы	$^{\circ}C$
Киловатт	kW	Фазовый сдвиг (Градусы угла сдвига фаз)	φ°
Мегаватт	MW	Энергия (вольт-ампер, Ватт-секунда или джоуль)	$VA, Ws, Дж$

IV.1.2. Основные технические требования, предъявляемые к электроизмерительным приборам в электроэнергетике

Современные промышленные предприятия и жилищно-коммунальные хозяйства характеризуются потреблением различных видов энергии: электроэнергии, тепла, газа, сжатого воздуха и др. для наблюдения за режимом потребления энергии необходимо измерять и регистрировать электрические и неэлектрические величины с целью дальнейшей обработки информации.

Измерение тока должно производиться в цепях всех напряжений, где оно необходимо для систематического контроля технологического процесса или оборудования.

Измерение постоянного тока в цепях: генераторов постоянного тока и силовых преобразователей; зарядных, подзарядных и разрядных устройств; возбуждения синхронных генераторов (СГ), синхронных компенсаторов (СК), а также электродвигателей с регулируемым возбуждением.

Амперметры постоянного тока должны иметь двусторонние шкалы, если возможно изменение направления тока.

В цепях трехфазного тока следует, как правило, измерять ток одной фазы.

Измерение тока каждой фазы должно производиться: для турбогенераторов (ТГ) 12 МВт и более; для высоковольтных линий (ВЛ) с пофазным управлением; линий с продольной компенсацией и линий, для которых предусматривается возможность длительной работы в неполнофазном режиме; в обоснованных случаях может быть предусмотрено измерение тока каждой фазы ВЛ 330 кВ и выше с трехфазным управлением; для дуговых электропечей.

Измерение напряжения должно производиться:

1. На секциях сборных шин постоянного и переменного тока, которые могут работать раздельно. Допускается установка одного прибора с переключением на несколько точек измерения. На подстанциях (ПС) напряжение допускается измерять только на стороне НН, если установка ТН на стороне ВН не требуется для других целей.

2. В цепях генераторов постоянного и переменного тока, СК, а также в отдельных случаях в цепях агрегатов специального назначения.

При автоматизированном пуске генераторов или др. агрегатов установка на них приборов для непрерывного измерения напряжения не обязательна.

3. В цепях возбуждения СМ от 1 МВт и более.

4. В цепях силовых преобразователей, АБ, зарядных и подзарядных устройств.

5. В цепях дутогасящих катушек.

В трехфазных сетях производится измерение, как правило, одного междуфазного напряжения. В сетях выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью допускается измерение трех междуфазных напряжений для контроля исправности цепей напряжения одним прибором (с переключением).

Должна производиться регистрация значений одного междуфазного напряжения сборных шин 110 кВ и выше (либо отклонения напряжения от заданного значения) ЭС и подстанций, по напряжению на которых ведется режим энергосистемы.

Измерение мощности:

1. Генераторов активной и реактивной мощности.

При установке на ТГ 100 МВт и более щитовых показывающих приборов их класс точности должен быть не ниже 1,0.

ЭС 200 МВт и более — суммарной активной мощности.

Рекомендуется измерять суммарную активную мощность ЭС менее 200 МВт при необходимости автоматической передачи этого параметра на вышестоящий уровень оперативного управления.

2. Конденсаторных батарей 25 Мвар и более и СК реактивной мощности.

3. Трансформаторов и линий, питающих цепи 6 кВ и выше, ЭС активной мощности.

4. Повышающих двухобмоточных трансформаторов ЭС - активной и реактивной. В цепях повышающих трехобмоточных трансформаторов (или автотрансформаторов с использованием обмотки НН) измерение активной и реактивной мощности должно производиться со стороны СН и НН для трансформатора, работающего в блоке с генератором, измерение мощности со стороны НН следует производить в цепи генератора.

5. Понижающих трансформаторов 220 кВ и выше - активной и реактивной, 110-150 кВ - активной мощности.

В цепях понижающих двухобмоточных трансформаторов измерение мощности должно производиться со стороны НН, а в цепях понижающих трехобмоточных трансформаторов - со стороны СН и НН.

На ПС 110-220 кВ без выключателей на стороне ВП измерение мощности допускается не выполнять.

6. Линий 110 кВ и выше с двусторонним питанием, а также обходных выключателей - активной и реактивной мощности.

7. На других элементах ПС, где для периодического контроля режимов сети необходимы измерения перетоков активной и реактивной мощности, должна предусматриваться возможность присоединения контрольных переносных приборов. Должна производиться регистрация: активной мощности ТГ 60 МВт и более; суммарной мощности ЭС (200 МВт и более).

Контроль изоляции

Контроль изоляции должен производиться в сетях переменного тока выше 1 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, в сетях переменного тока до 1 кВ с изолированной нейтралью и в сетях постоянного тока с изолированными полюсами или с изолированной средней точкой, как правило, должен выполняться автоматический контроль изоляции, действующий на сигнал при снижении сопротивления изоляции одной из фаз (или полюса) ниже заданного значения, с последующим контролем асимметрии напряжения при помощи показывающего прибора (с переключением). Допускается осуществлять контроль изоляции путем периодических измерений напряжений с целью визуального контроля асимметрии напряжения.

Индукционный счетчик электроэнергии

Отклонение подвижной части у большинства электроизмерительных механизмов зависит от значений токов в их катушках. Но в тех случаях,

когда механизм должен служить для измерения величины, не являющейся прямой функцией тока (сопротивления, индуктивности, емкости, сдвига фаз, частоты и т. д.), необходимо сделать результирующий вращающий момент зависящим от измеряемой величины и не зависящим от напряжения источника питания.

Для таких измерений применяют механизм, отклонение подвижной части которого определяется только отношением токов в двух его катушках и не зависит от их значений. Приборы, построенные по этому общему принципу, называются логометрами. Возможно построение логометрического механизма любой электроизмерительной системы с характерной особенностью - отсутствием механического противодействующего момента, создаваемого закручиванием пружин или растяжек.

Мощность потерь энергии в приборах

Электроизмерительные приборы потребляют при работе энергию, которая в них преобразуется обычно в тепловую энергию. Мощность потерь зависит от режима в цепи, а также от системы и конструкции прибора.

В табл. IV.2. приведены средние величины мощности потерь энергии в различных системах электроизмерительных приборов.

Таблица IV.2

<i>Система прибора</i>	<i>Вольтметры на 100 В, Вт</i>	<i>Амперметры на 5А, Вт</i>
<i>Магнитоэлектрическая</i>	<i>0,1 - 1,0</i>	<i>0,2 - 0,4</i>
<i>Электромагнитная</i>	<i>2,0 - 5,0</i>	<i>2,0 - 8,0</i>
<i>Индукционная</i>	<i>2,0 - 5,0</i>	<i>1,0 - 4,0</i>
<i>Электродинамическая</i>	<i>3,0 - 6,0</i>	<i>3,5 - 10</i>
<i>Тепловая</i>	<i>8,0 - 20,0</i>	<i>2,0 - 3,0</i>

Если измеряемая мощность относительно мала, а, следовательно, относительно малы ток или напряжение в цепи, то мощность потерь энергии в самих приборах может заметно влиять на режим исследуемой цепи и

показания приборов могут иметь довольно большую погрешность. При точных измерениях в цепях, где развиваемые мощности сравнительно малы, необходимо знать мощность потерь энергии в приборах.

Ваттметр

Схема подключения ваттметра и обозначения на приборе (ферродинамический прибор для измерения мощности постоянного и переменного тока с горизонтальным положением шкалы, измерительная цепь изолирована от корпуса и испытана напряжением 2 кВ , класс точности - 0,5):

Измерение частоты:

1. На каждой секции шин генераторного напряжения.
2. На каждом ТГ блочной ЭС или АЭС.
3. На каждой системе (секции) шин ВН ЭС.
4. В узлах возможного деления энергосистемы на несинхронно работающие части.

Регистрация частоты или ее отклонения от заданного значения должна производиться: на ЭС 200 МВт и более; на ЭС 6 МВт и более, работающих изолированно.

Абсолютная погрешность регистрирующих частотомеров на ЭС, участвующих в регулировании мощности, должно быть не более $0,1\text{ Гц}$.

Измерения при синхронизации
















Для измерения при точной (ручной или полуавтоматической) синхронизации должны предусматриваться следующие приборы: два вольтметра (или двойной вольтметр); два частотомера (или двойной частотомер); синхроскоп.







Регистрация электрических величин в аварийных режимах для автоматической регистрации аварийных процессов в электрической части энергосистем должны предусматриваться автоматические осциллографы.

Расстановка автоматических осциллографов на объектах, а также выбор регистрируемых ими электрических параметров производится по указаниям ПУЭ.

Таблица IV.3

Характеристики измерительных приборов

Обозначение	Тип прибора	Вид тока	Преобразование	Как используется	Примечание
	Магнитоэлектрический (М) Логометр (М)	 	$\alpha = CI$ $\alpha = F\left(\frac{I_1}{I_2}\right)$	A, V R	C – постоянная $I_1 I_2$ — токи катушек
	Электромагнитный (Э) Логометр (Э)	 	$\alpha = F(a)I^2$ $f(a) = \frac{I_1}{I_2}$	A, V φ	I_1, I_2 — токи катушек
	Электродинамический (Д) Логометр (Д)	 	$\alpha = F(a)I_1 I_2$ $\alpha = F(a)I_1 I_2 \cos \psi$ $f(a) = \frac{I_2 \cos \psi}{I_1 \cos \psi}$	A, V, P A, V, P	I_1, I_2 — токи катушек $\varphi = (\bar{I}_1, \bar{I}_2)$ $\psi_1 = (\bar{I}_1, 1)$ $\psi_2 = (\bar{I}_2, 1)$
	Ферродинамический (Д) Логометр (Д)	 	$\alpha = CI_1 I_2 \cos \varphi$ $f(a) = \frac{I_2 \cos \psi}{I_1 \cos \psi}$	A, V, P φ, f	$\varphi = (\bar{I}_1, \bar{I}_2)$ $\psi_1 = (\bar{I}_1, 1)$ $\psi_2 = (\bar{I}_2, 1)$ I — ток неподвижной катушки
	Индукционный (И) Логометр (И)	 	$N = C * Ph$ $N = C * Qh$	Ph, Qh P, Q	N — обороты диска

	Электростатический (C) Тепловой (T) Выпрямительный (B)		$\alpha = F(a)U^2$	V	-
			$\alpha = CI^2$	A, V	
			$\alpha = CI$	A, V	

Для определения мест повреждений на ВЛ 110 кВ и выше длиной более 20 км должны предусматриваться фиксирующие приборы.

§ IV.2. Измерение и его основные операции. Метрологическое обеспечение технических измерений в электроэнергетике

IV.2.1. Погрешности измерений и классы точности приборов

В системах электроснабжения измеряют ток (I), напряжение (U), активную и реактивную мощности (P), электроэнергию, активное, реактивное и полное сопротивление (P, Q), частоту (f), коэффициент мощности ($\cos\varphi$); при энергоснабжении измеряют температуру (Θ), давление (p), расход энергоносителя (G), тепловую энергию (E), перемещение (X) и др. Указанные электрические величины измеряют электроизмерительными приборами.

Все приборы, предназначенные для их использования в электроэнергетике, подлежат испытаниям, под которыми понимается экспертиза технической документации и их экспериментальное исследование для определения степени соответствия нормам и современному уровню развития приборостроения.

Экспериментальное исследование, как часть испытания вновь разрабатываемых и выпускаемых электроизмерительных приборов, являются эффективным средством обеспечения и повышения качества измерений, целью которого является обеспечение соответствия характеристик прибора современным требованиям, установление оптимальной номенклатуры, высокую степень унификации и стандартизации средств измерений.

Значение величины, найденное путем её измерения, называют *результатом измерения*. При однократном измерении *показание прибора*, зарегистрированное в результате конкретного наблюдения, является *результатом измерения*, а при многократном — *результат измерения* находят путем статистической обработки совокупности результатов наблюдений.

Отклонение результата измерения от истинного значения измеряемой величины, полученное при испытаниях, называют *погрешностью измерения*.

Погрешность измерительного прибора — разность между показаниями прибора и истинным значением измеряемой величины.

По способу выражения *погрешности* средств измерений *разделяют* на *абсолютные, относительные и приведенные*.

Абсолютная погрешность ΔA — разность между показанием прибора A и действительным значением измеряемой величины A_d .

$$\Delta A = A - A_d. \quad (\text{IV.1})$$

Относительная погрешность β_A отношение абсолютной погрешности ΔA к значению измеряемой величины A , выраженное в процентах:

$$\beta_A = \pm \frac{\Delta A}{A} 100. \quad (\text{IV.2})$$

Приведенная погрешность γ (в процентах) - отношение абсолютной погрешности ΔA к нормирующему значению $A_{\text{ном}}$:

$$\gamma = \pm \frac{\Delta A}{A_{\text{ном}}} 100. \quad (\text{IV.3})$$

Для приборов с нулевой отметкой на краю или вне шкалы нормирующее значение равно конечному значению диапазона измерений.

Для приборов с двухсторонней шкалой, т. е. с отметками шкалы, расположенными по обе стороны от нуля, оно равно арифметической сумме конечных значений диапазона измерений.

Для приборов с логарифмической или гиперболической шкалой нормирующее значение равно длине всей шкалы.

Точность измерения — это понятие, характеризующее качество измерения, прямо связанное с понятием *точность прибора*, отражающее близость результатов, получаемых с помощью этого прибора, к истинному значению измеряемой величины. Высокая точность измерений соответствует малой погрешности.

Иначе говоря, *точность прибора* характеризуется величиной его максимальной приведенной погрешности.

Согласно ГОСТ 8.401-80 приборы по степени их точности разделяются на 9 классов точности: 0,02, 0,05, 0,1, 0,2, 0,5, 1,0, 1,5, 2,5 и 4,0.

Класс точности численно равен наибольшей допустимой приведенной основной погрешности, выраженной в процентах. Если, например, данный прибор имеет класс точности 1,5, то это значит, что его максимальная приведенная погрешность равна 1,5%.

Таблица IV.4

Классы точности средств измерений

<i>Класс точности прибора</i>	<i>Класс точности шунта, добавочного резистора</i>	<i>Класс точности измерительного преобразователя</i>	<i>Класс точности измерительного трансформатора</i>
1,0	0,5	0,5	0,5
1,5	0,5	0,5*	0,5*
2,5	0,5	1,0	1,0**
*Допускается 1,0. **Допускается 3,0.			

Электроизмерительные приборы, имеющие классы точности 0,02, 0,05, 0,1 и 0,2, как наиболее точные, применяются там, где требуется весьма большая точность измерения.

Средства измерений электрических величин должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1). Класс точности измерительных приборов должен быть не хуже 2,5. В частности, приборы для измерения угла сдвига фаз соответствуют классу точности 2,5.

2). Классы точности измерительных шунтов, добавочных резисторов, трансформаторов и преобразователей должны быть не хуже приведенных в табл. 4.

3). Если прибор имеет приведенную погрешность выше 4%, то он считается внеклассным.

4) Пределы измерения приборов должны выбираться с учетом возможных наибольших длительных отклонений измеряемых величин от номинальных значений.

Проведём расчёт класса точности для типового прибора, например, амперметра:

Абсолютная погрешность амперметра равна:

$$\Delta I = I_D - I_H, \quad (\text{IV.4})$$

где ΔI - абсолютная погрешность в амперах, I_D - показание прибора в амперах (действительное значение), I_H - истинное значение измеряемого тока в амперах.

Если $I_D > I_H$, то абсолютная погрешность прибора положительна, а при $I_D < I_H$, она отрицательна, но, в общем-то, знак не имеет какого-либо физического смысла.

Поправкой прибора называют величину, которую надо прибавить к показаниям прибора, чтобы получить истинное значение измеряемой величины.

$$I_H = I_D \pm \Delta I. \quad (\text{IV.5})$$

Следовательно, поправка прибора - величина равная абсолютной погрешности прибора вне зависимости от знака. Например, если амперметр показал $I_D = 5A$, а абсолютная погрешность прибора равна $\Delta I = 0,1A$, то истинное значение измеряемой величины равно $I_H = 5 \pm 0,1 = 4,9 A$.

Приведенная погрешность для амперметра

$$\gamma = (\Delta I / I_n) \cdot 100\% = (I_D - I_H) / I_n \cdot 100\%, \quad (\text{IV.6})$$

где γ - приведенная погрешность в процентах, I_n - номинальное показание прибора.

Поскольку *класс точности* численно равен наибольшей допустимой приведенной основной погрешности, выраженной в процентах, а в данном случае $I_n = 5,0A$, то его максимальная приведенная погрешность равна 0,5% и, соответственно, *класс точности* данного амперметра 0,5.

IV.2.2. Чувствительность и цена деления электроизмерительных приборов

Электроизмерительные приборы состоят из подвижной и неподвижной частей. При измерениях вращающий момент (обычно это момент создаваемый магнитным или электрическим полем) подвижной части уравновешивается противодействующим моментом (обычно это механический момент создаваемый спиральными пружинами) какого-либо устройства. При таком равновесии указатель прибора фиксирует определенный угол поворота. Устанавливая однозначную связь между углом поворота указателя прибора и численным значением измеряемой физической величины, можно построить шкалу прибора, по которой и производится отсчет измеряемой физической величины.

Чувствительностью S электроизмерительного прибора называется отношение линейного или углового перемещения указателя $d\alpha$ к изменению измеряемой физической величины dx , вызвавшему это перемещение

$$S = d\alpha/dx. \quad (IV.7)$$

Размерность чувствительности зависит от характера измеряемой физической величины (например, чувствительность прибора к току, чувствительность прибора к напряжению и т.д.). Чем больше приращение угла отклонения при одном и том же приращении измеряемой физической величины, тем меньшие величины можно измерять прибором, тем выше его чувствительность.

Величина $C = 1/S$, обратная чувствительности, называется ценой деления прибора. Она определяет значение физической величины, вызывающей отклонение на одно деление. В общем случае цена деления представляет собой разность значений измеряемой физической величины для

двух соседних меток (рисок) шкалы. Цена деления шкалы любого прибора зависит от верхнего и нижнего пределов измерения прибора и от числа делений шкалы.

Например, на *рис. IV.1* показан щитовой амперметр электромагнитной системы, измеряющий ток в цепях постоянного и переменного токов. В этом случае амперметр измеряет силу тока в пределах от 0 до 500 *mA* (в это положение установлен переключатель пределов измерений), а шкала прибора имеет 20 делений. В этом случае цена деления амперметра равна

$$C = I/S = 0,5A/20\text{дел} = 0,25 A/\text{дел}, \quad (\text{IV.8})$$

а чувствительность

$$S = 40 \text{ дел}/A. \quad (\text{IV.9})$$



Рис. IV.1. Щитовой миллиамперметр

Если шкала прибора неравномерна, то чувствительность прибора в различных областях шкалы различна, так как одному и тому же приращению (например, тока) будут соответствовать разные приращения углового или линейного перемещения показателя прибора.

Калибровка измерительных приборов

Калибровка - определение погрешностей или поправок для совокупности значений шкалы прибора путем сравнения в различных сочетаниях отдельных значений шкалы друг с другом. За основу сравнения берется одно из значений шкалы. Калибровка широко применяется в практике точной метрологической работы.

Простейший способ калибровки - сравнение каждого размера с номинально равным ему (принимаемым за достаточно верный) размером. Это понятие не следует смешивать (как это часто делают) с градуированием (градуировкой) измерительных приборов, представляющим собой метрологическую операцию, при помощи которой делениям шкалы измерительного прибора придаются значения, выраженные в установленных единицах измерения.

§ IV.3. Сложение случайных и систематических погрешностей.***Обработка результатов при косвенных измерениях***

Говоря о погрешностях измерений, следует, прежде всего, упомянуть о грубых погрешностях (промахах), возникающих вследствие недосмотра оператора или неисправности аппаратуры. Такие ошибки происходят, если, например, экспериментатор неправильно прочтет номер деления на шкале, если в электрической цепи произойдет замыкание и вследствие других подобных причин. Грубых ошибок следует избегать. Если установлено, что они произошли, соответствующие измерения нужно отбрасывать.

Не связанные с грубыми ошибками погрешности измерений бывают - *случайные и систематические*.

Погрешности измерений выявляют путем сравнения результатов, полученных при нескольких опытах, поставленных в одинаковых условиях. Два-три измерения следует производить всегда. Если результаты совпали, то на этом следует остановиться. Если же они расходятся, нужно попытаться

понять причину расхождения. Часто она связана с тем, что прибор неисправен, ненадежно закреплен или плохо смазан, что электрические контакты не пропаяны или недостаточно зажаты. В этом случае, прежде всего, нужно попытаться исправить аппаратуру. Если устранить причину не удастся, нужно произвести несколько измерений и записать все полученные результаты. Ниже будет рассказано о том, как следует поступать с полученными числами.

Систематические погрешности сохраняют свою величину (**и знак!**) во время эксперимента. Они могут быть связаны с ошибками приборов (неправильная шкала, неравномерно растягивающаяся пружина, неравномерный шаг микрометрического винта, не равные плечи весов) и с самой постановкой опыта (определение скорости поезда по проходимому им расстоянию на участке, где движение происходит с небольшим ускорением, которое ускользнуло от внимания оператора, влияние трения и т. д.). В результате систематических погрешностей, разбросанные из-за случайных ошибок результаты опыта колеблются не вокруг истинного, а вокруг некоторого смещенного значения.

Многократно повторяя одни и те же измерения, можно заметить, что довольно часто их результаты не в точности равны друг другу, а «пляшут» вокруг некоторого среднего. *Погрешности, меняющие величину и знак от опыта и опыту, называют случайными.*

Случайные погрешности могут быть связаны с трением (из-за которого приборная стрелка вместо того чтобы останавливаться в правильном положении, «застревает» вблизи него), с люфтами в механических приспособлениях, с тряской, которую в городских условиях трудно исключить, с несовершенством объекта измерений (например, при измерении диаметра проволоки, которая из-за случайных причин, возникающих при изготовлении, имеет не вполне круглое сечение) или с физическими особенностями самой измеряемой величины.

Рис. IV.2 поясняет различие между случайными и систематическими

погрешностями. В ситуации, изображенной на *рис. IV. 2,а* - систематическая погрешность пренебрежимо мала. Измеренные значения отличаются от истинного вследствие случайных ошибок опыта.

На *рис. IV. 2,б* изображены результаты опыта при наличии как случайных, так и систематических погрешностей.

Систематические погрешности опыта могут быть изучены и скомпенсированы, путем внесения поправок в результаты измерений.

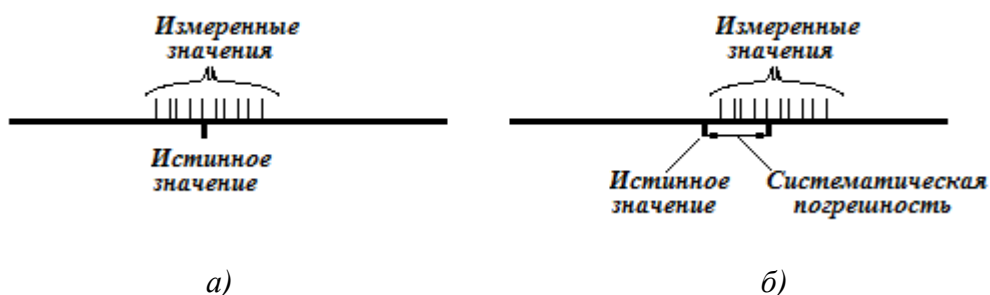


Рис. IV.2. Разброс результатов измерений вокруг истинного значения при отсутствии (а) и при наличии (б) систематической погрешности

Неравноплечность весов можно учесть, меняя местами грузы на чашках весов.

Неточность шкал электроизмерительных приборов можно установить, сравнивая их показания с показаниями более точных приборов, и т. д.

Различие между случайными и систематическими погрешностями не является абсолютным. Оно связано с постановкой измерительного эксперимента. Например, производя измерения тока несколькими разными амперметрами систематическую ошибку, связанную с неточностью шкалы, мы превращаем в случайную, величина (и знак!) которой зависит от того, какой поставлен амперметр в данном опыте и т.д. Однако, во всяком данном опыте - при заданной его постановке - *различие между систематическими и случайными погрешностями всегда можно и нужно устанавливать с полной определенностью.*

IV.3.1. Случайные погрешности

Случайные величины, к которым относятся случайные погрешности, изучаются в теории вероятностей и в математической статистике.

Рассмотрим для примера данные, полученные при измерениях тока щитовым амперметром электромагнитной системы. Пусть истинное значение тока близко к 400 мА. Результат измерений удастся отсчитать по шкале с точностью до 10 мА. Имеем в миллиамперах результаты измерений: 400; 390; 350; 420; 440; 380; 410; 420; 380; 410; 420. Вместо одного нужного нам результата мы получили одиннадцать. Что делать с полученными цифрами? Как найти действительное значение тока и как оценить погрешность полученного результата?

Этот вопрос подробно изучается в математической статистике. Рассмотрим соответствующие правила без вывода.

В качестве наилучшего значения для измеренной величины обычно принимают среднее арифметическое из всех полученных результатов:

$$x_{cp} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i, \quad (IV.9)$$

в нашем случае получим

$$I_{cp} = \frac{1}{11} (400 + 390 + \dots + 410 + 420) = 410 \text{ мА}. \quad (IV.10)$$

Этому результату следует приписать погрешность, определяемую формулой

$$\sigma_x = \frac{1}{n} \sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - x_{cp})^2}. \quad (IV.11)$$

В нашем случае

$$\sigma_I = \frac{1}{11} \sqrt{(400 - 410)^2 + (390 - 410)^2 + \dots + (420 - 410)^2} = 10 \text{ мА}. \quad (IV.12)$$

Результат опыта записывается в виде

$$x = x_{cp} \pm \sigma_x. \quad (IV.13)$$

В нашем случае $I = (410 \pm 10) \text{ мА}$.

Рассмотрим формулы (IV.9) и (IV.11). Прежде всего, попытаемся понять, как зависит результат расчета от числа измерений.

Формула (IV.9) показывает, что x_{cp} слабо зависит от числа измерений. Все слагаемые, входящие в числитель, приблизительно равны друг другу. Их сумма пропорциональна числу слагаемых. После деления на знаменатель получается величина, мало зависящая от числа измерений.

Так, конечно, и должно быть. Среднее измеренное значение - при правильной методике опыта - всегда лежит вблизи истинного значения и в разных независимых сериях измерений испытывает вокруг него небольшие случайные колебания.

Погрешность опыта, определяемая формулой (IV.11), с увеличением числа измерений n уменьшается как \sqrt{n} :

$$\sigma \approx 1/\sqrt{n}. \quad (\text{IV.14})$$

(Действительно, число членов суммы в (IV.11) растет как n , числитель (IV.11) поэтому увеличивается как \sqrt{n} , а все выражение уменьшается как \sqrt{n} .)

Этот результат является очень важным. По мере увеличения числа опытов ошибки в сторону преувеличения и преуменьшения результата все лучше компенсируют друг друга, и среднее значение приближается к истинному. В нашем примере одиночные отсчёты отличаются от среднего на несколько десятых, а погрешность результата, полученного при усреднении всех измерений, составляет всего одну десятую.

Корень из n определяет среднеквадратичную погрешность одного измерения. При обсуждении смысла величины σ следует помнить, что истинную величину погрешности невозможно узнать до тех пор, пока из каких-либо других опытов (или соображений) не удастся определить искомую величину с существенно лучшей точностью.

Как уже отмечалось, погрешность результата не столько определяют, сколько оценивают. Оценка (IV.11) подобрана так, что при проведении

многочисленных серий измерений погрешность в $2/3$ случаев оказывается меньше σ_x , а в $1/3$ случаев больше, чем σ_x .

Иначе говоря, если провести не одну серию из 11 взвешиваний, а десять таких серий, то можно ожидать, что в шести или семи из них усредненный результат будет отличаться от истинного значения тока меньше чем на 10 мА , а в остальных случаях больше чем на 10 мА .

Погрешность, определенную с достоверностью $2/3$, обычно называют *стандартной* (или *среднеквадратичной*) *погрешностью измерений*, а её квадрат - *дисперсией*. Можно показать, что, как правило, погрешность измерений только в 5% случаев превосходит $\pm 2\sigma$ и почти всегда оказывается меньше $\pm 3\sigma$.

На первый взгляд из сказанного можно сделать вывод, что, беспредельно увеличивая число измерений, можно даже с самой примитивной аппаратурой получить очень хорошие результаты. Это, конечно, не так. С увеличением числа измерений уменьшается только случайная погрешность опытов. Методические погрешности и погрешности, связанные с несовершенством приборов (например, с неправильностью их шкалы), при увеличении числа опытов ведут себя скорее наоборот и в лучшем случае не меняются.

В приведенном выше примере результат измерения округлялся до десяти миллиампер. Это делалось потому, что единиц миллиампер по такой шкале отсчитать невозможно. Ошибка отсчета составляла при этом около 10 мА . Поэтому погрешность результата, ни при каком числе опытов не может быть сделана меньше.

Число опытов в нашем случае было выбрано разумно. Из приведенных в таблице цифр ясно, что при однократном измерении можно ошибиться на несколько десятых. Среди цифр встречаются результаты, отличающиеся на 30 и даже на 50 миллиампер от среднего. После усреднения по 11 измерениям погрешность существенно уменьшилась. Но если окажется нужным узнать ток в цепи нагрузки с лучшей точностью, то недостаточно просто увеличить

число измерений. Придется взять более точный прибор, позволяющий производить измерения с точностью не 10 мА , а, скажем, до 1 мА .

Необходимо заметить, что формула (IV.11) позволяет хорошо оценивать величину стандартной погрешности только в тех случаях, когда число опытов оказывается не меньше 4-5. При меньшем числе опытов лучше применять другие, более сложные оценки. Однако надежность всех этих оценок при малом числе измерений оказывается невысокой.

IV.3.2. Систематические погрешности

Оценку систематических погрешностей экспериментатор производит, анализируя особенности методики, паспортную точность приборов и производя контрольные опыты.

Отметим различие в правилах определения погрешностей и в определении класса точности.

Погрешности принято характеризовать среднеквадратичными ошибками. При многочисленных измерениях реальная ошибка опытов только в $2/3$ случаев меньше среднеквадратичной, а в $1/3$ случаев превосходит её.

Класс точности определяет максимально возможное значение погрешности. Приборы, которые могут давать, хотя бы иногда, бо́льшие погрешности, должны быть отнесены к другому классу.

Такое различие в определениях неудобно. В научных публикациях принято приводить именно среднеквадратичную ошибку, а вовсе не максимальную. Строгих формул для перевода одних погрешностей в другие не существует, поэтому можно пользоваться следующим простым правилом: *чтобы оценить среднеквадратичную погрешность измерений приборами, следует погрешность, определяемую классом точности прибора, разделить на два.*

Как уже отмечалось, класс приборов определяет максимальную погрешность, величина которой не меняется при переходе от начала к концу

шкалы. Относительная ошибка при этом резко меняется, поэтому приборы обеспечивают хорошую точность при отклонении на всю шкалу и не дают её при измерениях в начале шкалы. Отсюда следует рекомендация: *выбирать прибор (или шкалу многошкального прибора) так, чтобы стрелка прибора при измерениях заходила за середину шкалы.*

Говоря о систематических погрешностях измерений в механике, следует сказать несколько слов об ошибке отсчета «на глаз». Большинство приборов не имеет *нониусных* шкал. При этом доли деления отсчитываются на глаз. Эта ошибка составляет 1-2 десятых доли деления.

При отсчётах следует следить за тем, чтобы луч зрения был перпендикулярен шкале. Для облегчения установки глаза на многих приборах устанавливается зеркало (зеркальные приборы). Глаз оператора установлен правильно, если стрелка прибора закрывает свое изображение в зеркале.

При работе с электроизмерительными приборами отсчет должен включать число целых делений и число десятых долей деления, если отсчет может быть произведен с этой точностью (если стрелка или зайчик не ходят и не дрожат, что может сделать аккуратный отсчет невозможным).

Поясним указанное правило. Шкалы электроизмерительных приборов обычно изготавливают так, что одно деление шкалы приблизительно равно максимальной погрешности прибора.

Зачем же в этом случае отсчитывать десятые доли деления? Дело в том, что при измерениях, при расчетах и при записи результатов, кроме надежно известных значащих цифр, всегда указывается одна лишняя.

Такая процедура, среди прочих, имеет и то преимущество, что позволяет вовремя замечать, мелкие нерегулярности и исследуемых зависимостей. Если, например, стрелка прибора при измерениях отклонилась на полделения назад, этот результат является надежным и в том случае, когда погрешность прибора равна целому делению.

IV.3.3. Сложение случайных и систематических погрешностей

В реальных опытах присутствуют как систематические, так и случайные ошибки. Пусть они характеризуются стандартными погрешностями $\sigma_{\text{сист}}$ и $\sigma_{\text{случ}}$. Суммарная погрешность находится по формуле

$$\sigma_{\text{полн}}^2 = \sigma_{\text{случ}}^2 + \sigma_{\text{сист}}^2. \quad (\text{IV.15})$$

Поясним эту формулу. Систематическая и случайная ошибки могут, в зависимости от случая, складываться или вычитаться друг из друга. Как уже говорилось, точность опытов принято характеризовать не максимальной (и не минимальной), а среднеквадратичной погрешностью. Поэтому правильно рассчитанная погрешность должна быть меньше суммы $\sigma_{\text{случ}} + \sigma_{\text{сист}}$ и больше их разности $\sigma_{\text{случ}} - \sigma_{\text{сист}}$. Легко видеть, что $\sigma_{\text{полн}}$, определенная формулой (IV.15), удовлетворяет этому условию.

В самом деле, все величины σ положительные. Поэтому

$$\sigma_{\text{полн}}^2 = \sigma_{\text{случ}}^2 + \sigma_{\text{сист}}^2 \leq \sigma_{\text{случ}}^2 + 2\sigma_{\text{случ}}\sigma_{\text{сист}} + \sigma_{\text{сист}}^2 = (\sigma_{\text{случ}} + \sigma_{\text{сист}})^2. \quad (\text{IV.16})$$

Знак равенства возникает только в том случае, когда одна из погрешностей равна нулю. Аналогично имеем

$$\sigma_{\text{полн}}^2 \geq \sigma_{\text{случ}}^2 - 2\sigma_{\text{случ}}\sigma_{\text{сист}} + \sigma_{\text{сист}}^2 = (\sigma_{\text{случ}} - \sigma_{\text{сист}})^2. \quad (\text{IV.17})$$

Формула (IV.15) показывает, что при наличии как случайной, так и систематической погрешности полная ошибка опыта больше, чем каждая из них в отдельности, что также является вполне естественным.

Обратим внимание на ещё одну важную особенность формулы (IV.15). Пусть одна из ошибок, например $\sigma_{\text{случ}}$, в 2 раза меньше другой. Тогда

$$\sigma_{\text{полн}} = \sqrt{\sigma_{\text{случ}}^2 + \sigma_{\text{сист}}^2} = \sqrt{5/4}\sigma_{\text{сист}} \approx 1,12\sigma_{\text{сист}}. \quad (\text{IV.18})$$

Как мы уже говорили, погрешности редко удается оценить с точностью лучше 20%. Но в нашем примере с точностью 20% $\sigma_{\text{полн}} = \sigma_{\text{сист}}$.

Таким образом, меньшая погрешность почти ничего не добавляет к большей, даже если она составляет половину от нее.

Этот вывод очень важен. В том случае, если случайная ошибка опытов вдвое меньше систематической, нет смысла производить многократные измерения, так как полная погрешность опыта при этом практически не уменьшается. Измерения достаточно произвести 2–3 раза, чтобы убедиться, что случайная ошибка действительно мала.

IV.3.4. Обработка результатов при косвенных измерениях

Если исследуемая величина равна сумме или разности двух измеренных величин,

$$A = B \pm C, \quad (\text{IV.19})$$

то наилучшее значение величины A равно сумме (или разности) наилучших значений слагаемых: $A_{\text{наил}} = B_{\text{наил}} + C_{\text{наил}}$, или, как рекомендовано выше,

$$A_{\text{наил}} = \langle B \rangle \pm \langle C \rangle. \quad (\text{IV.20})$$

Здесь и в дальнейшем угловые скобки (или черта сверху) означают усреднение: вместо того, чтобы писать $A_{\text{ср}}$, будем пользоваться обозначением $\langle A \rangle$ (или \bar{A}), и т. д.

Среднеквадратичная погрешность σ_A , если величины B и C независимы, находится по формуле

$$\sigma_A = \sqrt{\sigma_B^2 + \sigma_C^2}, \quad (\text{IV.21})$$

т. е. погрешности, как всегда, складываются квадратично. (Иначе говоря, складываются не погрешности, а дисперсии результатов измерений.) При обсуждении формулы (IV.21) следует использовать те же аргументы, которые были приведены в связи с формулой (IV.18).

В том случае, если искомая величина равна произведению или частному двух других,

$$A = B \cdot C \text{ или } A = B/C, \quad (\text{IV.22})$$

то

$$A_{\text{наил}} = \langle B \rangle \cdot \langle C \rangle \text{ или } A_{\text{наил}} = \frac{\langle B \rangle}{\langle C \rangle}. \quad (\text{IV.23})$$

Относительная среднеквадратичная погрешность произведения и частного независимых величин находится по формуле

$$\frac{\sigma_A}{A} = \sqrt{\left(\frac{\sigma_B}{B}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_C}{C}\right)^2}. \quad (\text{IV.24})$$

Приведем расчетные формулы для случая, когда

$$A = B^\beta \cdot C^\gamma \cdot E^\varepsilon \cdot \dots \quad (\text{IV.25})$$

Наилучшее значение A связано с наилучшими значениями B , C , E и т. д. той же формулой (IV.19), что и каждое конкретное значение. *Относительная среднеквадратичная погрешность величины A при независимых B , C , E ...* находится по формуле

$$\left(\frac{\sigma_A}{A}\right)^2 = \beta^2 \left(\frac{\sigma_B}{B}\right)^2 + \gamma^2 \left(\frac{\sigma_C}{C}\right)^2 + \varepsilon^2 \left(\frac{\sigma_E}{E}\right)^2 + \dots \quad (\text{IV.26})$$

Наконец, приведем для справок общую расчетную формулу. Пусть

$$A = f(B, C, E, \dots), \quad (\text{IV.27})$$

где f - произвольная функция величин B , C , E и т. д. Тогда

$$A_{\text{наил}} = f(B_{\text{наил}}, C_{\text{наил}}, E_{\text{наил}}, \dots) \quad (\text{IV.28})$$

Формула (20) справедлива как в том случае, когда $B_{\text{наил}}$, $C_{\text{наил}}$, и т.д. непосредственно измерены, так и в том случае, если они найдены по измеренным значениям других величин. В первом случае значения $B_{\text{наил}}$, $C_{\text{наил}}$ и т.д., как уже указывалось, равны $\langle B \rangle$, $\langle C \rangle$ и т. д. Погрешность A находится по формуле

$$\sigma_A^2 = \left(\frac{df}{dB}\right)^2 \cdot \sigma_B^2 + \left(\frac{df}{dC}\right)^2 \cdot \sigma_C^2 + \left(\frac{df}{dE}\right)^2 \cdot \sigma_E^2 + \dots \quad (\text{IV.29})$$

Частные производные следует вычислять при наилучших значениях аргументов. Все приведенные в этом параграфе формулы являются частными случаями (IV.28) и (IV.29).

Рассмотрим некоторые следствия, которые могут быть получены из анализа формул, приведенных в этом разделе. Прежде всего, заметим, что *следует избегать измерений, при которых искомая величина находится как разность двух больших чисел*. Так, толщину стенки трубы не следует

определять, вычитая ее внутренний диаметр из внешнего диаметра и конечно деля результат пополам. Относительная погрешность измерения, которая обычно представляет главный интерес, при этом сильно увеличивается, так как измеряемая величина – в нашем случае толщина стенки – мала, а ошибка в ее определении находится путем сложения погрешностей измерения обоих диаметров и поэтому возрастает.

Следует также помнить, что погрешность измерения, которая составляет, например, 0.5% от величины внешнего диаметра, может составить 5% и более от толщины стенки.

При измерениях, которые затем обрабатываются по формуле (IV.29) (например, при определении плотности тела по его массе и объему), следует определять все измеряемые величины с приблизительно одинаковой относительной точностью. Так, если объем тела измерен с погрешностью 1%, то при взвешивании с погрешностью 0.5% его плотность определяется с точностью 1.1%, а при взвешивании с погрешностью 0.01% - с точностью 1%, т. е. с той же, практически, точностью. Тратить силы и время на измерение массы тела с точностью 0.01% в этом случае, очевидно, не имеет смысла.

При измерениях, которые обрабатываются по формуле (IV.29), следует обращать главное внимание на точность измерения величины, входящей в расчетную формулу с наибольшим показателем степени.

Прежде чем приступить к измерениям, всегда нужно подумать о последующих расчетах и выписать формулы, по которым будут рассчитываться погрешности. Эти формулы позволят понять, какие измерения следует производить особенно тщательно, а на какие не нужно тратить больших усилий.

IV.3.4. Запись результатов измерений. Точность расчетов

Результат измерения записывается в виде, определяемом формулой (IV.15). Запись $I = 0.876 \pm 0.008A$ означает, что в результате измерений тока

найденно значение $0.876A$ со стандартной погрешностью $0.008A$. Подразумевается, что при вычислении стандартной погрешности учтены как случайные, так и систематические ошибки.

При записи погрешности следует округлять ее величину до двух значащих цифр, если первая из них является единицей, и до одной значащей цифры во всех остальных случаях. Так, правильно писать ± 3 ; ± 0.2 ; ± 0.08 ; ± 0.14 и не следует писать ± 3.2 ; ± 0.23 ; ± 0.084 . Не следует также округлять ± 0.14 до ± 0.1 .

Поясним это правило. Уже говорилось, что погрешность эксперимента редко удается определить с точностью лучше 20%. Если вычисление стандартной ошибки приводит к значению 0.14 , то округление 0.14 до 0.1 изменяет величину погрешности на 40%, в то же время округление чисел 0.26 или 0.34 до 0.3 изменяет погрешность менее чем на 15%, т.е. несущественно.

При записи измеренного значения *последней должна указываться цифра того десятичного разряда, который использован при указании погрешности.* Один и тот же результат с указанием погрешности запишется в виде: 1.2 ± 0.2 ; 1.24 ± 0.03 ; 1.243 ± 0.012 и т.д. Последняя из указанных цифр, или даже две из них, как в последнем примере, оказывается сомнительной, а остальные – достоверными.

Сформулированное правило следует применять в тех случаях, когда некоторые из цифр являются нулями.

Если, например, при измерении тока получен результат $I = 0.900 + 0.004A$, то писать нули в конце числа 0.900 необходимо. Запись $I = 0.9$ означала бы, что о следующих значащих цифрах ничего не известно, в то время как измерения показали, что они равны нулю.

Аналогичным образом, если ток равен $58.3 A$ (с погрешностью в десятых долях ампера), то не следует писать, что ток равен $58\,300\,mA$, так как эта запись означала бы, что измерения тока проведены с точностью до миллиампера. Если результат измерения должен быть выражен в

миллиамперах, то нужно писать $5.83 \cdot 10^{-4} \text{ A}$.

Необходимая точность расчетов определяется тем, что расчет не должен вносить в измерения дополнительной погрешности. Обычно в промежуточных расчетах сохраняется один лишний знак, который в дальнейшем при записи окончательного результата будет отброшен.

§ IV.4. Изображение экспериментальных результатов на графиках. Определение искомых параметров по результатам измерений.

IV.4.1. Изображение экспериментальных результатов на графиках

Результаты экспериментов обычно представляют не только в виде таблиц, но и в графической форме. Для графиков следует использовать специальную бумагу (миллиметровую, логарифмическую или полулогарифмическую). При их отсутствии иногда приходится (хотя это крайне нежелательно!) пользоваться бумагой «в клеточку» или белой бумагой, на которой карандашом нанесена сетка. Не следует выбирать слишком малый или слишком большой лист бумаги. Удобна бумага размером в обычный тетрадный лист (или в развернутый лист). Полезно пользоваться листами миллиметровки из блокнотов (или планшетов) для диаграмм.

При построении графиков следует разумно выбирать масштабы, чтобы измеренные точки располагались на всей площади листа. Масштаб должен быть удобным. Клеточка графика (или миллиметр миллиметровой бумаги) может соответствовать 0,1; 0,2; 0,5; 1; 2; 5; 10 и т. д. единицам измеряемой величины, но не 2,5; 3; 4; 7 и т. д. При неудобном масштабе нанесение экспериментальных точек на график и использование графика требуют неоправданно большого времени и нередко сопровождаются досадными ошибками.

Графическое представление результатов позволяет быстро понять характерные черты наблюдаемой зависимости и обнаружить ошибочные

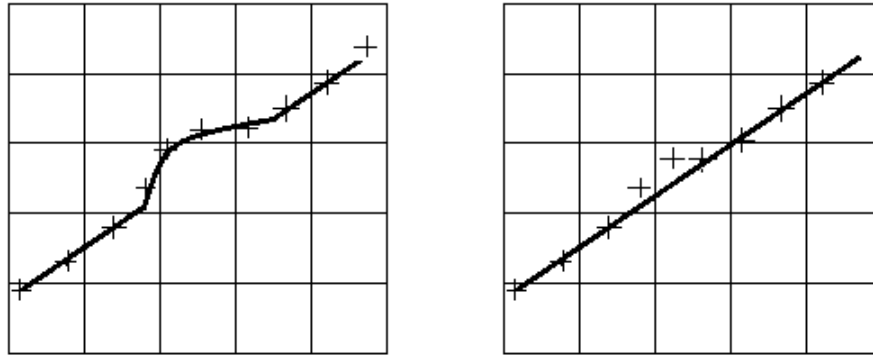
результаты. При рассмотрении графика можно увидеть, что какая либо точка выпадает из закономерности. Это может означать, что при ее измерении была допущена ошибка. Если это не так, то в районе этой точки искомая зависимость имеет резко выраженную особенность. Именно такие особенности и представляют наибольший интерес для экспериментатора. Поэтому нужно внимательно промерить область, расположенную вблизи выпавшей точки, и постараться детально изучить форму кривой в районе найденной особенности.

Точки, наносимые на графики, должны изображаться четко и ясно. Их следует отмечать карандашом, так как иначе ошибочно нанесенную точку нельзя удалить с графика, не испортив его. Никаких линий и отметок, поясняющих построение точек, на график наносить нельзя, так как они загромождают рисунок и мешают анализировать результаты.

Точки, полученные в разных условиях (при нагревании и при охлаждении, при увеличении и при уменьшении нагрузки, в разные дни и т. д.), полезно наносить разными цветами или разными значками. Это помогает увидеть новые явления.

Способ изображения на графике экспериментальных результатов зависит от того, известна ли их случайная погрешность. *Если случайная погрешность неизвестна (что чаще всего и бывает), то результаты изображаются точками, а если известна, то лучше изображать их не точками, а крестами.* Полуразмер креста по горизонтали должен быть равен стандартной погрешности по оси абсцисс, а его вертикальный полуразмер – погрешности по оси ординат.

В том случае, если одна из ошибок – из-за своей малости – не может быть изображена графически, результаты изображаются черточками, вытянутыми на величину $\pm\sigma$ в том направлении, где погрешность не мала. Важность такого способа изображения результатов ясна из рисунка IV.3, на которых изображены одни и те же экспериментальные точки при разных погрешностях измерений.



а)

б)

Рис. IV.3. Экспериментальные точки на графиках с указанием погрешности измерения

График (а) несомненно, указывает на нерегулярный ход изучаемой зависимости. Эта зависимость изображена на рисунке кривой линией. Те же данные при больших ошибках опыта (б) с успехом описываются прямой линией, так как только одно измерение отступает от этой кривой больше, чем на стандартную ошибку (и меньше, чем на две такие ошибки).

То обстоятельство, что при ошибках на (а) данные требуют проведения кривой, а на (б) этого не требуют, проясняется лишь при изображении экспериментальных результатов в виде *креста погрешностей*.

Из сказанного отнюдь не следует, что, изображая результаты опытов не крестами погрешностей, а простыми точками, мы всегда совершаем ошибку. Если величины погрешностей уже ясны при построении графика, следует, конечно, их изображать. Чаше всего, однако, эти погрешности к моменту построения графика неизвестны, и их разумно определять из разброса точек на графике. В этих случаях экспериментальные данные естественно изображать простыми точками.

Заметим также, что кривые на графиках не всегда проводятся через экспериментальные точки. Нередко кривые изображают зависимость, полученную не из эксперимента, а из теоретических соображений (или из других опытов). При построении таких кривых возникает необходимость

предварительно нанести на график ряд расчетных точек. Эти точки должны наноситься еле заметным образом, чтобы их нельзя было спутать с четкими точками (или крестами), изображающими экспериментальные данные. Лучше всего, чтобы расчетные точки вообще не были заметны.

Оси графика должны иметь ясные, четкие обозначения. Рядом с делениями, на удобных расстояниях, должны быть нанесены цифры, позволяющие установить значения, соответствующие делениям шкалы. Цифры принято располагать по краям сетки. На графиках должно быть указано, какая физическая величина и в каком масштабе на ней отложена.

IV.4.2. Проведение кривых через экспериментальные точки

Через экспериментальные точки всегда следует проводить самую простую кривую, совместимую с этими точками, т.е. кривую, от которой экспериментальные данные отступают, как правило (в 2/3 случаев), не более чем на стандартную ошибку. Примеры таких кривых и изображены на рисунке. Не следует придавать кривым никаких изгибов, если экспериментальным данным, в пределах ошибок, можно удовлетворить и без этого.

При проведении кривой нужно следить за тем, чтобы на каждом достаточно большом ее участке экспериментальные точки располагались как выше, так и ниже кривой. Так, на рис. а левая часть кривой изображена верно, а правая – неверно, т.к. ни одна из точек графика не лежит выше этой части кривой.

Математическое правило проведения кривых заключается в следующем. После того как тип кривой (прямая, окружность, парабола, и т.д.) из тех или иных соображений (чаще всего теоретических) выбран, параметры кривой должны быть подобраны так, чтобы сумма квадратов отклонения от нее всех экспериментальных точек была наименьшей (правило «наименьших квадратов»).

Пользоваться этим правилом при графическом изображении

экспериментальных зависимостей затруднительно, но при некотором опыте графические изображения данных измерений оказываются практически оптимальными.

При графической обработке результатов следует помнить, что на глаз точно провести через экспериментальные точки можно только прямую линию. Поэтому *при построении графика следует стремиться к тому, чтобы ожидаемая зависимость имела вид прямой линии.*

Так, исследуя закон падения тел, мы вправе ожидать, что результаты будут описываться законом

$$S = gt^2/2. \quad (\text{IV.30})$$

Если откладывать по осям графика S и t , то точки лягут на параболу, которую провести на глаз почти невозможно. Но если откладывать по осям S и t^2 , или S и $gt^2/2$, то график приобретет вид прямой линии. Одно из этих представлений и должно быть выбрано для построения графика.

Производя измерения, всегда следует заботиться о том, чтобы точки на графике, который потом будет построен, располагались достаточно равномерно.

В нашем примере, решив, например, строить график в переменных S и t^2 , следует выбирать время измерений так, чтобы точки лежали на равных расстояниях в шкале t^2 , а не t . Выбор равных интервалов времени (0,5; 1; 1,5; 2 с. и т.д.) приведет к тому, что в правой части графика точки будут лежать редко, а в левой части – слишком близко друг к другу.

К логарифмическому масштабу без особой необходимости прибегать не следует.

Одна из наиболее часто встречающихся погрешностей опыта – смещение нуля отсчета – приводит к сильному искажению прямолинейного характера кривой. В самом деле, пусть из-за смещения линейки вместо длин S на опыте будет найдено $S_l = S + a$ где, a – постоянная для всех точек ошибка. Формула, связывающая измеренную длину и время, в этом случае

будет иметь вид

$$S_t = (gt^2/2) + a. \quad (\text{IV.31})$$

В координатах S и t^2 эта зависимость изображается прямой линией, которая на этот раз не проходит через начало координат. По смещению прямой мы легко заметим ошибку и даже найдем ее величину. А в переменных lgS и lgt кривая теряет прямолинейный вид, и будет нелегко сообразить, где же вкралась ошибка.

Бывают, однако, случаи, когда логарифмический масштаб необходим. Это происходит, например, если исследуемая величина очень сильно изменяется, причем одновременно интересны очень малые и очень большие ее значения. Логарифмический масштаб позволяет все точки уместить на одном чертеже и исследовать совместно. Логарифмический масштаб выбирают и в том случае, если имеются основания ожидать, что искомая зависимость является степенной, но показатель степени неизвестен.

IV.4.2. Определение искомых параметров по результатам измерений

Очень часто цель экспериментов заключается в том, чтобы из опыта найти неизвестный параметр в известной формуле.

Так, на Земле падение тел описывается формулой (IV.31), но величина g меняется от одного участка земной поверхности к другому и подлежит экспериментальному определению.

Радиоактивный распад подчиняется формуле

$$N = N_0 e^{-\lambda t}, \quad (\text{IV.32})$$

где N – количество атомов вещества в момент t , N_0 – начальное число атомов, а λ – *постоянная распада*. Закон распада имеет один и тот же вид для всех ядер, но постоянная λ у каждого из них своя и определяется экспериментально.

Растяжение тел описывается формулой

$$\frac{\Delta L}{L} = \frac{1}{E} \frac{F}{S}, \quad (\text{IV.33})$$

где L – длина образца, ΔL – его удлинение под действием силы F , S – площадь образца, E – константа (модуль упругости). Написанная формула – при небольших силах – описывает растяжение всех твердых тел, но величина модуля упругости зависит от материала, его обработки и т.д. Эта величина находится экспериментально. Пусть опыт состоит в определении модуля упругости. Экспериментатор измеряет L и S и записывает формулу в виде

$$F = \frac{S}{L} E \cdot \Delta L. \quad (\text{IV.34})$$

Затем тело растягивают и составляют таблицу зависимости удлинения от приложенной силы. Каждое из полученных значений, заносится в таблицу и определяет свое значение E . Эти значения, из-за погрешностей опыта, несколько отличаются друг от друга.

Нередко при обработке результатов, найденные таким образом значения модуля упругости усредняют. Это плохой и математически некорректный метод.

Поясним наше утверждение.

На *рис. IV.4.* точками изображены результаты 10 опытов (разброс точек для наглядности увеличен).

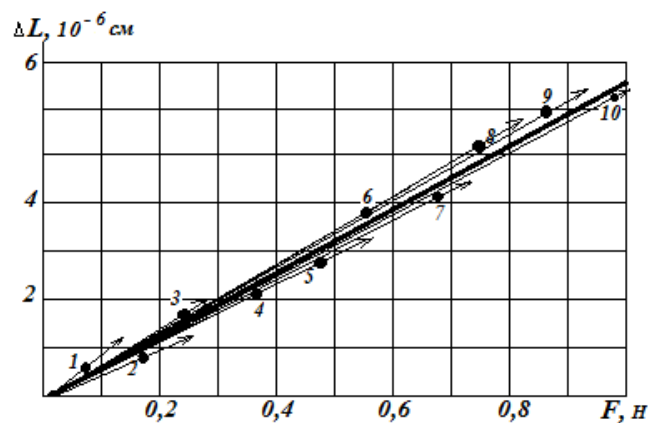


Рис. IV.4. Зависимость, характеризующая растяжение стержня под действием силы F

Первое из равенств соответствует прямой, проведенной из начала координат. В самом деле, из этого равенства имеем

$$E = \frac{L}{S} \frac{F_1}{\Delta L_1}. \quad (\text{IV.35})$$

С точностью до постоянного для всех точек коэффициента пропорциональности L/S значение модуля упругости E равно котангенсу угла, образованного осью абсцисс и прямой линией, проведенной из начала координат в эту точку. Второе из равенств соответствует прямой линии, проведенной через точку 1, и т.д. Усреднение величин E , полученных во всех опытах, означает усреднение котангенсов указанных углов.

Рисунок показывает, однако, что усредняемые величины определяются из опыта с разной достоверностью.

Например, точка 8 находится на расстоянии от наилучшей прямой (которая проведена жирной линией) не ближе, чем точка 3, но погрешность в определении угла для неё в несколько раз меньше. Обсуждаемый способ определения E заключается, таким образом, в том, чтобы взять среднее из хороших и плохих результатов. Такая процедура, конечно, математически некорректна.

Иногда пытаются найти E из прироста длины и силы на каждом шаге растяжения:

$$F_2 - F_1 = \frac{S}{L} E (\Delta L_2 - \Delta L_1), \quad F_3 - F_2 = \frac{S}{L} E (\Delta L_3 - \Delta L_2), \quad (\text{IV.36})$$

и т. д. При этом возникает много вычислительной работы и получается новый ряд значений E , которые также чаще всего усредняют. И этот способ неправилен. Пусть, для примера, опыт ставится в условиях, когда все приращения длины равны друг другу. Тогда

$$E_1 = \frac{L}{S} \frac{1}{\Delta L} (F_2 - F_1), \quad E_2 = \frac{L}{S} \frac{1}{\Delta L} (F_3 - F_2), \quad (\text{IV.37})$$

и т. д. При усреднении получим

$$E_{cp} = \frac{1}{n-1} (E_1 + E_2 + \dots + E_{n-1}) = \frac{L}{(n-1)S\Delta L} (F_n - F_1). \quad (\text{IV.38})$$

Таким образом, все найденные на опыте значения силы при усреднении сокращаются, и результат зависит только от первого и последнего опытов.

Значит, при такой обработке мы на самом деле не усреднили результаты, полученные в разных опытах, а просто исключили из рассмотрения почти все полученные на опыте данные. Ясно, что такой метод нельзя признать разумным.

Математическая причина ошибок очевидна: разумно усреднять результаты только в том случае, если они являются *равноточными и независимыми*. В первом примере результаты обладали различной точностью, а во втором они не являются независимыми: одно и то же значение силы входит в два соседних равенства. Число примеров при желании можно было бы существенно увеличить.

Наиболее правильным и удобным методом обработки результатов является графический метод. Изобразим удлинения и силы на графике, как это и было сделано на рисунке. То есть, на этом рисунке проведена «наилучшая прямая», удовлетворяющая всем требованиям, которые обсуждались ранее. Наклон этой прямой соответствует изменению длины $5,7 \cdot 10^{-4}$ см. при увеличении силы на $1Н$. Эта цифра может быть прямо подставлена в формулу для вычисления модуля упругости.

При рекомендуемом методе графической обработки результатов – при проведении прямой на глаз – учитываются все точки графика. При этом точки, лежащие по его краям, оказываются более существенными, как это и должно быть. Математически этот способ эквивалентен методу «наименьших квадратов». *Особым преимуществом графического метода является его простота.*

Ещё одно замечание о построении таких графиков. Часто случается, что начальная точка искомой зависимости хорошо известна и лежит в начале координат.

Как бы ни была сложна зависимость тока, проходящего через проводник, от приложенного к нему напряжения, можно быть уверенным, что при отсутствии напряжения нет и тока (мы предполагаем, что в цепи не возникает термо-э.д.с., при отсутствии силы – нет удлинения, если тело не

нагревать и не охлаждать, то изменение его температуры равно нулю, и т.д.).

Во всех этих случаях нулевая точка не просто известна, она является самой надежной из всех, которые используются при обработке результатов, а задача, проведения наилучшей прямой, сводится в этом случае к подбору параметра в формуле $y=kx$. В общем случае нужно найти параметры a и b в формуле $y=a+bx$.

Приведем правила для определения погрешностей, которые следует приписывать графически найденным параметрам прямой линии.

Пусть график прямой линии описывается формулой $y=a+bx$. Тогда, чтобы найти погрешность в определении параметра a нужно смещать прямую, параллельно самой себе, вниз, пока выше нее не окажется вдвое больше точек, чем снизу, затем следует сместить ее вверх, пока снизу не окажется вдвое больше точек, чем сверху. Если расстояние между этими прямыми равно Δa , то погрешность, определения a , равна $\sigma_a = \Delta a / \sqrt{n}$, где n – полное число точек на графике. Погрешность в определении параметра b находится аналогичным образом.

§ IV.5. Нормативные требования по метрологическому обеспечению измерений и учета электроэнергии

Электроэнергия и мощность являются основным товаром на рынке электроэнергии. По этой причине их достоверный учет требует единства измерений, в том числе на межсистемных перетоках по межгосударственным ЛЭП стран СНГ (далее – межсистемные перетоки). Главным критерием единства измерений является такое состояние измерений, при котором погрешности результатов измерений не выходят за установленные границы с заданной вероятностью.

Требование к границам погрешности измерений электроэнергии на межсистемных перетоках неизбежно будут возрастать. По экспертным оценкам границы погрешности измерений электроэнергии в ближайшие годы

должны составлять $\pm (0,5 \div 1) \%$ при доверительной вероятности 0,95. В настоящее время указанные границы оценивают значением более $\pm (2 \div 5) \%$, чего явно недостаточно.

Подобное жесткое требование к границам погрешности может быть обеспечено лишь при выполнении ряда условий по организационно-техническому, в том числе метрологическому обеспечению измерений и учета электроэнергии. К основным условиям относятся:

- 1) учет электроэнергии на передающей и приемной сторонах должен быть согласованным;
- 2) автоматизация измерений электроэнергии, например, на основе *автоматизированной измерительно-информационной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)*;
- 3) автоматизация измерений должна осуществляться по единым согласованным техническим требованиям, включающим в себя обязательные требования к метрологическим характеристикам (диапазоны измерений, границы допускаемой погрешности и т.п.);
- 4) измерения электроэнергии с использованием АСКУЭ также должны выполняться по единым метрологически аттестованным методикам, которые должны предусматривать, в частности:
 - правильный (оптимальный по точности) выбор средств учета;
 - нормированные условия применения средств учета и условия выполнения измерений;
 - унифицированные процедуры подготовки к измерениям, выполнения измерений, обработки и оформления их результатов;
 - оперативный и периодический контроль точности получаемых результатов измерений.

Приведенные нормативные требования по метрологическому обеспечению измерений и учета электроэнергии должны быть в более полной форме отражены в соответствующих нормативных документах.

В настоящее время эти основные нормативные документы для межсистемных «перетоков» электроэнергии практически отсутствуют. Кроме того, требуется ряд методических документов, технологически обеспечивающих выполнение требований основных нормативных документов.

Наконец, для инструментального метрологического обеспечения измерений и учета электроэнергии на межсистемных «перетоках» (паспортизация измерительных каналов АСКУЭ, ревизия средств учета электроэнергии, энергетические обследования энергопредприятий и т.п.) наблюдается острая потребность в специализированных для электроэнергетики переносных, портативных, компьютеризированных средствах измерений параметров сети, метрологических параметров и характеристик трансформаторов тока и напряжения (TT и TH). При отсутствии данных приборов инструментальные измерения могут растянуться во времени в десятки раз, а в ряде случаев не смогут быть выполнены вообще.

Экспертная оценка границ допускаемых погрешностей измерений в настоящее время, равная не менее $\pm (2-5) \%$ (см. выше), получена при условии, что все составляющие погрешности являются случайными величинами. Однако на практике это условие не выполняется. Большинство составляющих погрешности является систематическими, что в ряде случаев значительно увеличивает суммарную погрешность измерений электроэнергии и существенно снижает достоверность её учета.

На примере системного подхода к проблемам электрических измерений при учете электроэнергии в России наиболее важной оценкой современного состояния достоверности учета электроэнергии был получен следующий вывод: Существующее в настоящее время состояние средств учета электроэнергии, их неправильные выбор и применение, а также неправильное применение известных метрологических правил и норм обуславливают существенный недоучет электроэнергии.

Экспертная оценка показывает, что в наихудшем случае недоучет электроэнергии может достигать минус 10-20 % при его среднем значении минус 4-7 %.

Основной причиной недоучета является преобладающее влияние систематических погрешностей средств учета, входящих в состав измерительных комплексов, в том числе в АСКУЭ (*ТТ*, *ТН*, счетчики).

Систематические погрешности со знаком «минус» возникают в следующих случаях:

- при перегрузке вторичных цепей *ТТ* устройствами релейной защиты, автоматики, телеметрии и др. (погрешность *ТТ* может достигать минус 5 - 10 % и более);
- при перегрузке вторичных цепей *ТН* (погрешность *ТН* может достигать минус 2–3 % и более);
- при смещении рабочей точки *ТТ* и счетчиков в область малых токов из-за использования *ТТ* одновременно как для измерений электроэнергии, так и для защиты, т.е. с завышенным коэффициентом трансформации *ТТ* по условиям электродинамической и термической стойкости или защиты шин (погрешность может достигать минус 3–5 % и более);
- из-за потери напряжения в линиях соединения счетчиков с *ТН* (может достигать минус 1–2 % и более).

Кроме того, отрицательные систематические погрешности измерений могут возникнуть по следующим причинам:

- наличие температурной погрешности счетчиков;
- влияние на счетчики постоянного или переменного магнитных и высокочастотного электромагнитного полей;
- малое значение коэффициента мощности вторичной нагрузки $\cos\varphi$ (менее 0,5);
- неравномерность нагрузки *ТТ* и *ТН* по фазам, а также в других случаях, например, при использовании индукционных счетчиков, морально и

физически устаревших (выпущенных из производства до 1998 г.) - их погрешность может достигать минус 5–10 % и более.

Систематические погрешности могут иметь и знак «плюс». Например, недогрузка $TН$ может приводить к появлению составляющей погрешности до плюс 0,7–1,5 %; угловая погрешность $ТТ$ при перегруженной вторичной цепи трансформатора, малом рабочем токе и малом значении $\cos\varphi$ может приводить к возникновению составляющей погрешности до плюс 5–10 % и более.

Многочисленные систематические составляющие погрешности (в общей сложности около 20-ти) могут создать большие трудности при обеспечении требуемой высокой точности результатов измерений электроэнергии на межсистемных «перетоках». Подобное или аналогичное ему состояние с достоверностью учета электроэнергии на межсистемных «перетоках» наблюдается во многих странах СНГ.

Метрологическим проблемам обеспечения требуемой точности измерений и учета электроэнергии в СССР не уделялось должного внимания.

Инерционность мышления в этой области техники сохраняется в странах СНГ и до настоящего времени.

Метрологическое обеспечение измерений электроэнергии, как правило, находится вне поля зрения органов управления электроэнергетикой. Финансирование метрологических работ осуществляется по остаточному принципу, если вообще осуществляется, хотя на практике подтверждено, что инвестиции в совершенствование учета электроэнергии окупают себя в кратчайшие сроки.

О неблагоприятном состоянии метрологического обеспечения измерений и учета электроэнергии в электроэнергетической отрасли, о недостаточном внимании руководителей электроэнергетики всех рангов, об отсутствии необходимого финансирования метрологических работ и т.п. докладывали представители многих стран СНГ на научно-практических

конференциях «Метрология электрических измерений в электроэнергетике» (проводятся ОАО «ВНИИЭ» ежегодно, начиная с 1997 г. в г. Москве).

На этих же конференциях докладывали о полученных результатах и технических путях решения многочисленных проблем, связанных с метрологическим обеспечением требуемой точности измерений и повышения достоверности учета электроэнергии.

Исходя из общепринятых в метрологии методов повышения точности измерений физических величин, можно отметить два принципиальных, но дополняющих друг-друга пути повышения точности измерений и достоверности учета электроэнергии на межсистемных «перетоках».

Первый путь – технологический, основанный на тщательном выборе средств учета (*ТТ*, *ТН*, *счетчики*, *УСПД*), обеспечении работы *ТТ*, *ТН* и счетчиков в оптимальных по точности диапазонах измерений, освобождении вторичных цепей *ТТ* и *ТН* от избыточных нагрузок, защите счетчиков от влияния температурных перепадов, постоянного и переменного магнитных полей и др.

Технологический путь обычно связан с заметными материальными затратами (особенно при замене высоковольтных *ТТ* и *ТН*), в ряде случаев затруднен в своей реализации (например, невозможно отключить от вторичных цепей *ТТ* и *ТН* устройства *РЗА*), однако тем не менее должен применяться в рамках своих возможностей.

Технологический путь повышения точности измерений традиционно применяется в электроэнергетике стран СНГ при учете электроэнергии.

Второй путь – структурный, основанный на методах автоматической компенсации погрешностей, введении поправок в результаты измерений на действие систематических погрешностей и др.

Структурный путь требует предварительных измерений параметров вторичных цепей *ТТ* и *ТН*, а затем – диагностирование погрешностей и других метрологических характеристик *ТТ*, *ТН* на местах эксплуатации (определение математического ожидания систематических погрешностей,

законов их изменения и др.). Однако после этого он позволяет более эффективно (в 5–10 раз), чем технологический путь, добиться повышения точности измерений и достоверности учета электроэнергии.

Структурный путь повышения точности измерений широко применяется в измерительной технике. В электроэнергетике стран СНГ при учете электроэнергии он до сих пор не нашел своего применения.

По имеющимся данным, структурный путь повышения точности измерений электроэнергии применяется в электроэнергетике США, Великобритании и других развитых стран.

Электроэнергетический Совет СНГ, приняв к сведению информацию о результатах деятельности *Рабочей группы метрологов электроэнергетической отрасли стран СНГ*, одобрил предложения по совершенствованию метрологического обеспечения измерений и учета межсистемных «перетоков» электроэнергии и мощности по межгосударственным ЛЭП стран СНГ [11].

Исполнительному комитету ЭЭС стран СНГ поручено в установленном порядке подготовить и внести на рассмотрение членов Совета предложения по организации и финансирования разработок *комплекса нормативных и методических документов (НД)* на 2003-2004 гг., необходимых для реализации предложений по совершенствованию метрологического обеспечения измерений и учета электроэнергии.

Одобренные ЭЭС стран СНГ предложения включают в себя разработку в общей сложности 10 документов. В том числе:

- 1) НД «Метрология. Основные термины и определения в электроэнергетике». Целью разработки НД являются установление в метрологическом пространстве стран СНГ единства терминов и определений по метрологии в электроэнергетике с учетом стандартов ИСО, новых российских стандартов (ГОСТ Р 8.536-96 с Изменением № 2 от 1.10.02, РМГ 29-99 и др.);

2) «Концепция о согласованном расчетном учете при «перетоках» электроэнергии по межгосударственным линиям электропередачи стран СНГ». Концепция должна содержать основные положения по:

- организации расчетного учета между странами СНГ;
- общим требованиям к системам расчетного учета электроэнергии;
- техническим требованиям к составу систем учета, их техническому состоянию, взаимному согласованному контролю точности измерений электроэнергии при создании и эксплуатации систем учета, а также ряд других требований;

3) НД «Типовая методика выполнения измерений (МВИ) потерь напряжения в линиях соединения счетчиков с $TН$ »;

4) НД «Типовая МВИ вторичной нагрузки $ТТ$ в условиях эксплуатации»;

5) НД «Типовая МВИ мощности нагрузки $ТН$ в условиях эксплуатации». Типовые МВИ по пп. 3) - 5) необходимы для определения фактических значений электрических параметров вторичных цепей $ТТ$ и $ТН$ в условиях эксплуатации измерительных трансформаторов с последующим использованием полученных данных для диагностирования погрешностей $ТТ$ и $ТН$ по пп. 6) и 7), а также для измерений электроэнергии (мощности) по МВИ – пп. 8) и 9);

6) НД «Типовая МВИ для диагностирования погрешностей $ТТ$ на местах эксплуатации»;

7) НД «Типовая МВИ для диагностирования погрешностей $ТН$ на местах эксплуатации».

Типовые МВИ по пп. 6) и 7) обеспечат определение погрешностей $ТТ$ (токовой и угловой) и $ТН$ (погрешности напряжения и угловой) при фактических нагрузках во вторичных цепях $ТТ$ и $ТН$ (см. МВИ по пп. 3) – 5) для последующего учета погрешностей при измерениях электроэнергии (мощности).

Кроме того, диагностирование погрешностей TT и TN , выполняемое силами и средствами энергопредприятий без привлечения государственных метрологических структур, позволит энергопредприятиям самостоятельно разобраться с фактическим состоянием и соблюдением метрологических норм применения TT и TN ;

8) НД «Типовая МВИ количества электрической энергии с введением поправок в результат измерений на действие систематических погрешностей»;

9) НД «Типовая МВИ электрической мощности с введением поправок в результат измерений на действие систематических погрешностей».

Типовые МВИ по пп. 8) и 9) позволят учесть в результатах измерений электроэнергии (мощности) действие систематических погрешностей.

Введение соответствующих поправок «очистит» результаты измерений и позволит получить их исправленные значения. После введения поправок в результаты измерений погрешность измерений электроэнергии и мощности может быть снижена в 5 -10 раз – до $\pm (0,3 - 0,4) \%$. Эта процедура является обязательной в метрологии при обработке результатов измерений, однако в энергетической отрасли стран СНГ она до сих пор не применялась;

10. НД «Типовая инструкция поэлементного инструментального обследования средств учета электроэнергии на местах эксплуатации» необходима для определения технического (метрологического) состояния систем учета, оперативного контроля точности выполняемых измерений электроэнергии (мощности), в том числе при взаимном согласованном контроле точности измерений по п. 2).

Комплект НД по совершенствованию метрологического обеспечения направлен в итоге на повышение точности измерений электроэнергии (мощности) для повышения достоверности учета, снижения небаланса и потерь электроэнергии на межгосударственных ЛЭП стран СНГ.

Вопросы для самоподготовки и контроля знаний

1. Что называется абсолютной, относительной и приведенной погрешностью?
2. Какие существуют погрешности по характеру их проявления?
3. В чем заключается различие понятий «погрешность средств измерения» и «погрешность измерения»?
4. Чем отличаются измерения методами непосредственной оценки и сравнения?
5. В чем разница между точностью и чувствительностью прибора?
6. Дайте определение понятиям «измерение», «метод измерений» и «средство измерений».
7. Перечислите основные виды измерений.
8. Перечислите основные методы измерений.
9. Что относится к основным характеристикам измерений?
10. В чем состоит отличие прямых измерений от косвенных?
11. Приведите пример совокупных и совместных измерений.
12. Приведите классификацию средств измерений.
13. Что такое первичный измерительный преобразователь?
14. Назовите основные схематические принципы построения ГСП.
15. На какие группы разделяются устройства ГСП по функциональному признаку?
16. Для чего предназначены нормирующие преобразователи?
17. Что такое метрологическая характеристика средств измерений?
18. Перечислите основные нормируемые метрологические характеристики средств измерений.
19. Приведите классификацию средств измерений.
20. По какой формуле рассчитывается относительная погрешность средства измерений?
21. Что характеризует класс точности прибора?
22. Что такое поверка средств измерений?
23. Укажите основные виды поверок.
24. Какие виды средств электрических измерений вам известны?
25. Что называется прямыми измерениями?
26. Что называется косвенными измерениями?
27. Какие методы измерений используются и в чем заключается их смысл?
28. Сравните и объясните частотные характеристики электромеханических приборов различных систем.
29. Сравните приборы различных систем по точности и чувствительности.

ГЛАВА V

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

(структуры и алгоритмы)

Традиционные представления об управлении на основе информационных технологий, сводят проблемы управления к вопросам компьютерной грамотности, применению компьютеров и умению использовать информационные технологии для обработки информации, в сущности, в том числе и в области электроэнергетики, оставляя «за скобками» вопрос о характере протекания физических и технологических процессов, о методах и средствах получения этой информации, без чего, решение задач управления, базирующееся на анализе получаемой количественной информации о характере управляемых процессов в системе и оценках её достоверности, просто невозможно [1].

Безусловно, применение ПК во всех сферах управленческой деятельности качественно меняет технологию повседневной работы специалистов в этой области и это направление их внедрения стало уже традиционным. Но, в ещё большей степени ПК меняют условия работы специалистов в инженерных и научных областях, обеспечивая возможности автоматизации проектирования, управление технологическими процессами, моделирования и т.п. Более того, резкое улучшение всех эксплуатационных характеристик самих ПК, в связи с бурным развитием микроэлектроники и программирования, повлияли также на развитие и достижения точной механики, открытие новых физических принципов, дальнейшие успехи в развитии науки и техники [2].

Рост важности и объемов работы с информацией, с одной стороны, и появление мощных и доступных информационных машин - с другой, привели к тому, что всё чаще приходится наблюдать специалиста из совершенно не программистской области, но работающего с ПК. Это может быть и ученый, и инженер-проектировщик, и административно-

управленческий работник, и медик, и экономист, и журналист, и архитектор, и бухгалтер, и патентовед, и т. д.

§ V.1. Назначение и виды ИИС

Измерительные информационные технологии являются разновидностью информационных технологий и выделяются из этого обширного множества тем, что носят очевидный познавательный характер и реализуют специфические процедуры, присущие только им:

- получение исходной измерительной информации в результате взаимодействия первичных измерительных преобразователей (сенсоров) с объектом измерений;
- преобразование измерительной информации с заданной и гарантированной точностью;
- сопоставление сигналов измерительной информации с размерами общепринятых единиц измерения, оценка и представление характеристик остаточной неопределенности значений измеряемых величин [3].

Современные измерительные информационные технологии приобретают дополнительные свойства благодаря использованию аппаратных и программных средств искусственного интеллекта. Одной из важнейших задач развития измерительных информационных технологий является расширение номенклатуры измеряемых величин, обеспечение измерений в условиях воздействия “жестких” внешних факторов (высокая температура, большое давление, ионизирующее излучение и т.д.).

Решение подобных задач связано с усложнением структуры используемых средств измерений (СИ); созданием комплексов взаимосвязанных СИ и технических средств, необходимых для их функционирования. Современные объекты исследования характеризуются большим количеством параметров, изменяющихся подчас с большой скоростью.

Иногда, чтобы получить информацию о параметрах объекта, необходимо проводить комплексные измерения, а значение измеряемой величины получать расчетным путем на основе известных функциональных зависимостей между ней и величинами, подвергаемыми измерениям [4].

Указанные задачи успешно решаются с помощью информационных измерительных систем (ИИС), получивших широкое распространение. В настоящее время нет общепринятого однозначного определения, что такое ИИС. Среди существующих подходов к рассмотрению понятия ИИС следует выделить два основных.

Сущность одного подхода отражена в рекомендации по межгосударственной стандартизации РМГ 29-99 “ГСИ. Метрология.

Основные термины и определения”, в которой ИИС рассматривается как разновидность измерительной системы (ИС). В пункте 6.14 РМГ 29-99 приведено следующее определение:

Измерительная система - совокупность функционально объединенных мер, измерительных приборов, измерительных преобразователей, ЭВМ и других технических средств, размещенных в разных точках контролируемого объекта и т.п. с целью измерений одной или нескольких физических величин, свойственных этому объекту, и выработки измерительных сигналов в разных целях.

Примечания

1. В зависимости от назначения измерительные системы разделяют на измерительные информационные, измерительные контролирующие, измерительные управляющие системы и др.
2. Измерительную систему, перестраиваемую в зависимости от изменения измерительной задачи, называют гибкой измерительной системой (ГИС).

Примеры:

1. Измерительная система теплоэлектростанции, позволяющая получать измерительную информацию о ряде физических величин в разных энергоблоках. Она может содержать сотни измерительных каналов.
2. Радионавигационная система для определения местоположения различных объектов, состоящая из ряда измерительно-вычислительных комплексов, разнесенных в пространстве на значительное расстояние друг от друга.

На практике почти повсеместно применяется термин “информационно-измерительная система”, который, по мнению ряда видных метрологов, неверно отражает понятие об измерительной информационной системе.

При образовании термина метрологического характера на первом месте должен указываться основной терминологический элемент (в данном случае - измерительная), затем – дополнительный (информационная). Это положение и отражено в примечании к приведенному выше определению.

Сущность второго подхода отражена в определениях, приведенных в рекомендации МИ 2438-97 “ГСИ. Системы измерительные. Метрологическое обеспечение. Основные положения”.

Измерительная система – совокупность определенным образом соединенных между собой средств измерений и других технических устройств (компонентов измерительной системы), образующих измерительные каналы, реализующая процесс измерений и обеспечивающая автоматическое (автоматизированное) получение результатов измерений (выражаемых с помощью чисел или соответствующих им кодов) изменяющихся во времени и распределенных в пространстве физических величин, характеризующих определенные свойства (состояние) объекта измерений [5,6].

Примечания

1. Измерительные каналы могут входить в состав, как автономных измерительных систем, так и более сложных систем: контроля, диагностики, распознавания образов, других информационно-измерительных систем, а также автоматических систем управления технологическими процессами. В сложных системах целесообразно объединять измерительные каналы в отдельную подсистему с четко выраженными ее границами как со стороны входа (места подсоединения к объекту измерений), так и со стороны выхода (места получения результатов измерений).

2. Измерительные системы обладают основными признаками средств измерений и являются их специфической разновидностью. ИС рассматривается как составная часть более сложных структур - ИИС, которые могут реализовывать следующие функции: измерительные информационные, логические (распознавания образов, контроль), диагностики, вычислительные.

Необходимо отметить один важный момент, отраженный в пункте 2 примечания к определению, данному в МИ 2438-97. ИС (а также и ИИС)

рассматриваются как разновидность СИ. Согласно пункту 1 примечания к тому же определению, в сложных системах рекомендуется объединять измерительные каналы в отдельную подсистему с четко выраженными границами. Последнее обстоятельство связано с одной из особенностей ИИС.

Комплектацию ИИС как единого, законченного изделия из частей, выпускаемых различными заводами-изготовителями, часто осуществляется только на месте эксплуатации.

В результате этого может отсутствовать заводская нормативная и техническая документация (технические условия), регламентирующая технические, в частности, метрологические требования к ИИС как единому изделию. Соответственно возникают трудности с проведением испытаний для целей утверждения типа.

Возможность развития, наращивания ИИС в процессе эксплуатации или возможность изменения ее состава (структуры) в зависимости от целей эксперимента, по существу затрудняет или исключает регламентацию требований к таким ИИС в отличие от обычных СИ, являющихся “завершенными” изделиями на момент выпуска их заводом-изготовителем.

Для обеспечения соответствующей регламентации и осуществляется выделение подсистем в рамках более сложной ИИС. При дальнейшем изложении под сокращением ИИС будет пониматься термин “информационно-измерительная система” как наиболее распространенный и применяемый в МИ 2438-97. Название “информационная” указывает:

- на конечный продукт, получаемый при помощи ИИС. Конечным продуктом является именно информация – экспериментальная количественная информация о состоянии материальных объектов и о процессах, протекающих в них, будь то сырье, готовые промышленные изделия, природные процессы или живые организмы;

- на принадлежность ИИС к более широкой области – информационной технике. Эта более широкая область имеет и другие составные части. Среди них вычислительная техника, техника связи и

хранения информации, которые могут по отношению к ИИС являться потребителем информации, а могут и входить в состав ИИС. ИИС связывает мир физический с миром цифр и других знаков, из которых строятся математические формулы, различные сообщения и программы для ЭВМ.

Основной процесс эмпирического познания – измерение, при помощи которого получается первичная количественная информация. Поэтому к понятию “информационная” добавляется уточняющее “измерительная”.

Одним из условий рассмотрения СИ как системы является необходимость и целесообразность изменений его структуры. Изменения могут осуществляться как от применения к применению (многофункциональная система), так и в процессе применения (управляемая или адаптивная системы).

Если структура СИ неизменна и условия его использования остаются одинаковыми в течение периода эксплуатации, возможно определить модель СИ типа “вход-выход”. Например, многоканальные электронные СИ для измерения температуры серии 5150 фирмы *Guildline* имеют нормированные МХ и, с точки зрения потребителя, не рассматриваются с системных позиций.

Автоматизация также не обязательно связана со структурированностью СИ, трактуемого как система. Компактный прибор, рассматриваемый как единое изделие, может быть высоко автоматизированным.

Примером может быть современный цифровой вольтметр, в котором реализуются в автоматическом режиме функции выбора метода измерений, установления диапазона измерений и периодической самодиагностики.

Уточняющее понятие “система” указывает на необходимость учета сложности структуры СИ, даже в том случае, если оно является одноканальным.

В развитии ИС можно выделить два этапа, граница между которыми определяется включением в состав систем средств вычислительной техники.

На первом этапе структура и функции системы однозначно согласованы и измерительная функция является определяющей. Информационные функции, связанные с отображением результатов измерений, рассматриваются как вспомогательные.

На втором этапе система становится информационной в широком смысле, т.е. позволяет реализовать не только измерительную, но и другие информационные функции. Результатом является создание ИИС, которые предназначены для выполнения, на основе измерений, функций контроля, испытаний, диагностики и др. [7].

Упрощенная структура ИИС, предложенная профессором В.А. Грановским, приведена на рис. V.1.

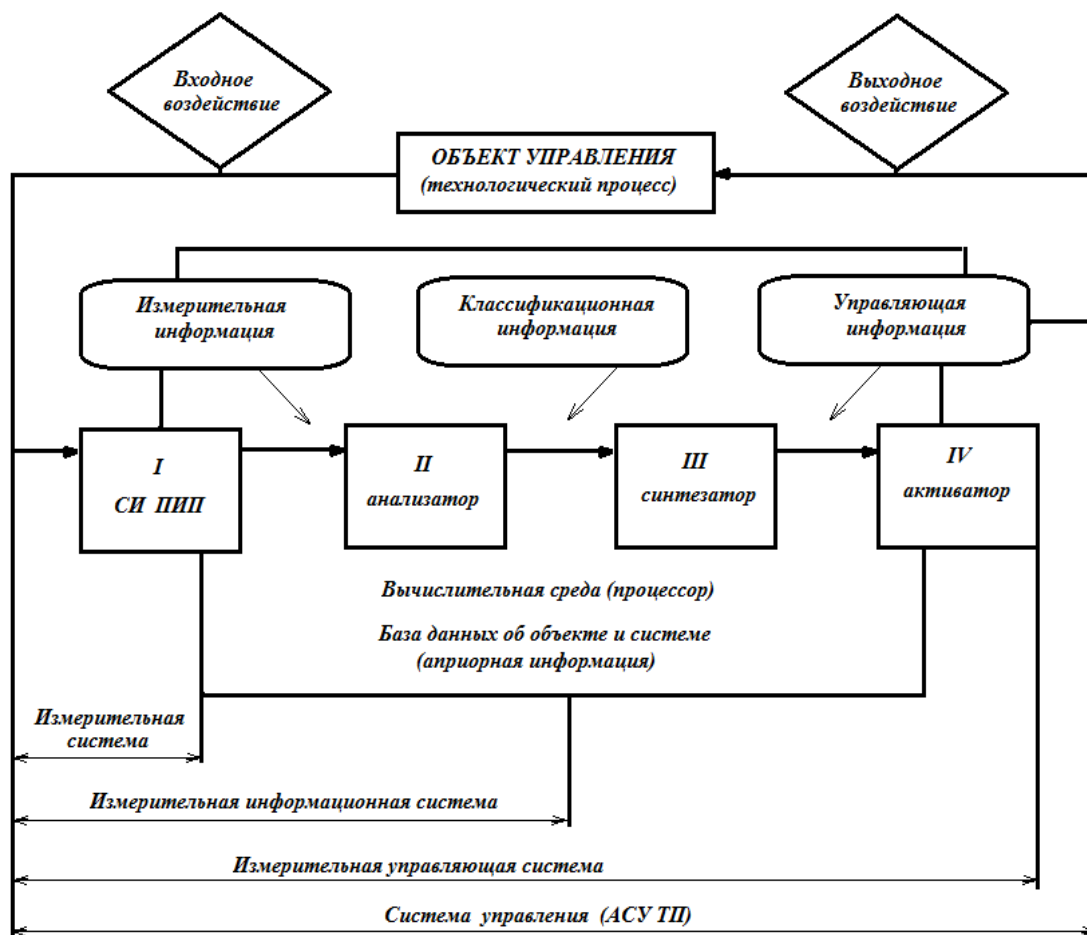


Рис. V.1. Упрощенная структура ИИС:

I – измерительная подсистема; *II* – классификационная подсистема; *III* – управляющая подсистема;

IV – исполнительная подсистема; ПИП – первичный измерительный преобразователь

Развитие ИИС целесообразно рассматривать в двух аспектах: структурном и функциональном.

Первый отражает интегрирование различных подсистем, широкое использование средств вычислительной техники, что приводит к возникновению систем с гибкой структурой.

Второй аспект характеризует резкое возрастание числа функций, выполняемых системой. При этом центр тяжести переносится с измерительных функций на другие информационные функции, связанные с использованием результатов измерений.

Таким образом, в ИИС измерение во все большей степени становится неразрывно связанным с другими функциями (логической обработки, анализа результатов измерений и др.) и его выделение не всегда возможно.

Учитывая приведенные выше особенности ИИС можно дать два следующих определения ИС и ИИС в широком смысле.

Измерительная система – система средств измерений и вспомогательных технических средств, представляющая собой средство измерений.

Измерительная информационная система – информационная система, состоящая из информационных средств, включая средства измерений, и вспомогательных технических средств, в которой измерительная информация преобразуется в другие виды информации [8].

Наиболее крупной структурной единицей ИИС, для которой могут нормироваться метрологические характеристики (МХ), является измерительный канал (ИК). Он представляет собой последовательное соединение СИ, образующих ИИС (некоторые из этих СИ сами могут быть многоканальными, в этом случае следует говорить о последовательном соединении ИК указанных СИ).

Такое соединение СИ, предусмотренное алгоритмом функционирования, позволяет выполнять законченную функцию от восприятия измеряемой величины до индикации или регистрации результата

измерений включительно, или преобразование его в сигнал, удобный для дальнейшего использования вне ИИС, для ввода в цифровое или аналоговое вычислительное устройство, входящее в состав ИИС, для совместного преобразования с другими величинами, для воздействия на исполнительные механизмы.

Типовая структура ИК включает в себя первичный измерительный преобразователь, линии связи, промежуточный измерительный преобразователь, аналого-цифровой преобразователь, процессор, цифроаналоговый преобразователь.

Различают простые ИК, реализующие процедуру измерения какой-либо величины, и сложные ИК, реализующие процедуры измерения нескольких величин и получение искомой величины расчетным путем на основе известных функциональных зависимостей между измеренными и рассчитываемой величинами. Начальная часть сложных ИК разделяется на несколько простых ИК, например, при измерениях мощности в электрических сетях начальная часть ИК состоит из простых каналов измерений электрического напряжения и тока.

Учитывая многоканальность ИИС, использование одних и тех же устройств в составе различных ИК, последние можно выделить зачастую только функционально и их конфигурация реализуется программным путем.

Протяженность ИК может составлять от нескольких метров до нескольких сотен километров. Число ИК – до нескольких тысяч. Информация от первичных преобразователей передается обычно при помощи электрических сигналов (реже - пневматических) – ток, напряжение, частота следования импульсов. В некоторых областях измерений современные первичные измерительные преобразователи имеют цифровой код. При большой протяженности ИК используются радиосигналы.

Часть ИИС после линий связи, соединяющих ее с первичными преобразователями, обычно называют измерительно-вычислительным комплексом (ИВК). Значительная часть современных ИВК строится на базе

контроллеров, как правило, модульного исполнения, включающих в себя аналого-цифровые и цифроаналоговые преобразователи, процессор, модули дискретной (бинарной) информации (входные и выходные), вспомогательные устройства. Состав, конфигурация, программное обеспечение ИВК конкретизируются с учетом специфики объекта.

Сложность структуры и многоканальность ИИС приводит к тому, что государственному метрологическому контролю и надзору (ГМКН) может подлежать не вся ИИС, а только часть ее ИК. Сложность метрологического обеспечения (МО) и ГМКН связана с наличием в структуре ряда ИИС отдельных частей, размещаемых на перемещающихся объектах. В результате одна (передающая) часть ИИС может работать с различными приемными частями в процессе одного и того же цикла измерений по мере перемещения объекта.

При выпуске и при эксплуатации таких ИИС заранее неизвестны конкретные экземпляры приемной и передающей частей, которые будут работать совместно, тем самым отсутствует “стандартный” объект, для которого регламентируются МХ. Контроль и МО ИИС как целостного объекта затрудняет возможное использование первичных измерительных преобразователей, встроенных в технологическое оборудование. Широкое использование в составе ИИС вычислительной техники выдвигает проблему аттестации алгоритмов обработки результатов измерений.

Особенности ИИС делают особенно актуальной для них проблему расчета МХ ИИС по МХ образующих их компонентов. Метод расчета МХ ИК ИИС существенно зависит от того, относятся ли образующие его СИ к линейным устройствам. Методы расчета нелинейных систем зависят от вида нелинейности, возможности расчленения СИ на линейную инерционную и нелинейную безынерционную часть и от других обстоятельств и отличаются большим разнообразием.

Основными признаками ИИС являются: область применения; способ комплектования; структура, виды входных сигналов; виды измерений; режим работы, функциональные свойства компонентов.

По области применения ИИС делят на группы:

- для научных исследований;
- для испытаний и контроля сложных изделий;
- для управления технологическими процессами.

По способу комплектования:

- агрегатированные;
- неагрегатированные, состоящие из компонентов, специально разработанных для конкретных систем.

Агрегатированные ИИС, как правило, включают универсальное ядро – ИВК (измерительно-вычислительный комплекс), на основе которого, используя датчики различных физических величин можно строить ИИС различного назначения.

По структурным признакам:

- системы параллельно-последовательной структуры. Основным признаком такой структуры служит наличие ИК циклически коммутируемого с множеством датчиков;
- системы параллельной структуры, включающие множество одновременно работающих каналов, выходные системы которых преобразуются функциональным единым преобразователем и обрабатываются в одном вычислительном устройстве.

Сигналы на входе ИИС могут быть непрерывными или дискретными, детерминированными или случайными.

В зависимости от соотношения между скоростью изменения входных сигналов и инерционными свойствами системы различают два основных режима работы ИИС: статический и динамический. В динамическом режиме инерционные свойства системы оказывают влияние на результат измерения.

Под компонентом ИИС понимают входящие в состав ИИС технические устройства, выполняющие одну из функций, предусматриваемых процессом измерений и преобразования измерительной информации в другие виды информации. В соответствии с функциями, компоненты подразделяют на измерительные, связующие, вычислительные и информационные.

Измерительный компонент ИИС – средство измерений: измерительный прибор, измерительный преобразователь, мера, измерительный коммутатор.

Измерительные компоненты по характеру функциональных преобразований подразделяются на аналого-цифровые и цифроаналоговые.

Аналоговые измерительные компоненты могут быть линейными и нелинейными, аналого-цифровые по своей природе являются нелинейными устройствами.

Связующий компонент ИИС – техническое устройство либо часть окружающей среды, предназначенные или используемые для передачи с минимально возможными искажениями сигналов, несущих информацию об измеряемой величине, от одного компонента ИИС к другому.

Вычислительный компонент ИИС – цифровое вычислительное устройство (или его часть) совместно с программным обеспечением, выполняющее функцию обработки (вычисления) результатов наблюдений для получения расчетным путем результатов измерений, выражаемых числом или соответствующим кодом.

Вычислительные компоненты подразделяются на:

- аналогово-вычислительные – аналоговые устройства, выходной сигнал которых является функцией двух или более сигналов;
- цифровые вычислительные – устройства, выходной цифровой сигнал которых является функцией двух или более сигналов.

Информационный компонент ИИС – техническое средство, предназначенное для получения информации, хранения, преобразования и передачи информации.

С точки зрения информационной теории измерительных устройств процесс измерения, выполняемый любым измерительным устройством (включая необходимые действия человека-оператора), состоит из ряда последовательных преобразований информации об измеряемой величине, проводимых до тех пор, пока она не будет представлена в том виде, ради получения которого и выполняется данное измерение. СИ рассматривается как канал приема (получения) и передачи информации (измерительной).

Таким образом, СИ и измерительный компонент ИИС являются разновидностью информационного компонента.

Поэтому следует, несмотря на универсальность, уже традиционного представления об организации информационно-измерительных систем (ИИС), как базового в структуре любой системы управления, следует, употребляя понятие измерительная информационная система (ИИС), несмотря на всю схожесть аббревиатур, понимать различие в сущности организационно-технологических представлений об организации процесса управления в различных научно-технических и производственных областях.

Иными словами, употребляя понятие «информационно-измерительная система (ИИС)» мы подразумеваем то, что отражено практически во всех математических справочниках. То есть, ИИС реализует технологии обработки, измерения и анализа информации, в том числе и в гуманитарной сфере деятельности. Мы не задаемся вопросом «Откуда же взялась эта информация?». Отсюда и все алгоритмы и программы по обработке этой информации и их нацеленность на решение задач управления, связаны, преимущественно, с только результатами обработки и анализа этой информации, оценками её достоверности и количественными характеристиками, полученными в результате обработки информации.

Когда же мы говорим об организации процесса управления в различных научно-технических и производственных областях, например, в электроэнергетике, то, в первую очередь, мы задаемся вопросом «Откуда же взялась эта информация?», с помощью каких приборов она получается, как

она связана с технологическими и производственными процессами, после чего можно сосредоточиться на анализе этой информации, принять управляющее решение и осуществить управляющее воздействие. Это относится и к созданию систем управления любых научно-исследовательских процессов и производств [8].

В частности, если мы говорим об электроэнергетике, то именно информация о характере протекания физических и технологических процессов, получаемая с помощью измерительной техники (средств и способов получения достоверной количественной информации на основе электрических измерений), является главным фактором управления.

§ V.2. Системы интегрированного компьютеризованного управления производственными процессами

Необходимость повышения потребительских качеств товаров и расширения номенклатуры продукции в условиях роста производительности и ускоренного освоения инвестиций требует создания современных производств, обладающих гибкостью и приспособляемостью к изменяющимся внешним и внутренним факторам социального и экономического развития.

Автоматизированные производства (АП) во многом обеспечивают удовлетворение этих требований с одновременным решением проблем сокращения доли ручного труда и его замены на вредных и монотонных работах, а развитие робототехники дает новые средства автоматизации, обеспечивая высокую производительность в условиях функционирования переналаживаемых управляемых технологических процессов и гибких производственных систем (ГПС) [9].

Характерной чертой автоматизации производств является использование адаптивных промышленных роботов (АПР), оснащенных средствами осязания, обеспечивающими возможности

функционирования в не полностью определенной и частично меняющейся обстановке [10].

Средства измерений и технического контроля (ТК), используемые для оснащения технологических процессов АП, по существу являются информационно-измерительными системами (ИИС) и представляют собой совокупность устройств, которые наряду с решением задач измерений и контроля обеспечивают информационное обслуживание производства решая задачи автоматического сбора, представления, передачи, запоминания, регистрации и обработки сообщений.

В частности, с помощью искусственного зрения и датчиков осуществляется восприятие и распознавание внешней среды, по формируемому системой технического зрения изображению создается ее математическая модель, принимаются решения о дальнейших действиях, роботы выполняют их, меняя свое поведение и самообучаясь в условиях накопленного опыта.

Средства очувствления, как контактные, так и бесконтактные, являются абсолютно необходимой частью оборудования и роботов гибких автоматизированных производств (ГАП), обеспечивая возможности автоматического функционирования робототехнических систем (РТС) в условиях частично упорядоченной среды и решая задачи автоматизации технического контроля [11,12].

V.2.1. Средства компьютеризации производства и управления с применением измерительных информационных систем и технологий

Задачи автоматизация управления на современных предприятиях решаются с широким применением персональных компьютеров (ПК), а подключение ПК к локальным сетям в качестве внутрипроизводственной коммуникационной системы создает дополнительные преимущества, что позволяет рассматривать проблему сбора и обработки данных как отдельную подсистему *компьютеризованного интегрированного производства*

(*computer integrated manufacturing – CIM*).

Применение информационно-измерительных систем и другой информационной техники в управлении различными процессами, например, в проектировании, объемном моделировании, конструировании, обработке, сборке и т. п., приводит к созданию, так называемых *компьютеризованных систем САх* (английская аббревиатура, где *СА* означает «*computer aided*», то есть «*дополненное компьютером*», а «*х*» – соответствующее поле деятельности). Известны следующие компьютеризованные системы:

CAD – компьютеризованное проектирование и конструирование (**D** = *design*), например, создание и манипулирование 3-х мерными объектами на экране;

CAM – компьютеризованное управление транспортным, складским и производственным оборудованием (**M** = *manufacturing*), например, управление гибкими производственными системами;

CAE – компьютеризованная инженерная деятельность, особенно при проектировании изделий (**E** = *engineering*), например, выполнение анализа схем с использованием специальных пакетов программ;

CAP – компьютеризованное планирование (**P** = *planning*), например, программирование станков;

CAQ – компьютеризованное обеспечение качества (**Q** = *quality assurance*), например, автоматизированный контроль при серийном производстве изделий, включая и обработку результатов.

Наряду с техническими заданиями на предприятии могут выполняться с помощью компьютеров и планово-экономические задачи. Для этих целей применяются программные системы производственного планирования и управления (английская аббревиатура - **PPS**).

На *рис. V.2* слева схематично изображены стандартные функции систем **PPS**. Справа - специфические функции различных систем **САх**. С 1985 года производители аппаратных и программных средств пропагандируют интеграцию всех этих систем, т. е. объединение изображенных на рисунке

отдельных компонентов *PPS*, *CAD*, *CAM* и т. д., в единую систему *CIM*.

Целью *CIM* является соединение на основе использования возможностей информационных технологий всех производственных процессов, начиная с проектирования изделия и до его изготовления и сбыта, т.е. интеграция потоков данных и производственных потоков [8,13].

Например, на начальном этапе развития технологии быстрого прототипирования и системы автоматизированного проектирования развивались независимо друг от друга. Однако вскоре выяснилось, что для повышения эффективности новых разрабатываемых технологий, снижения себестоимости и времени получения прототипов, непосредственно по компьютерным моделям, необходимо предпринять совместные усилия для разработки набора стандартов передачи данных из *CAD/CAM/CAE* систем в системы быстрого прототипирования, создания эффективных алгоритмов обработки и преобразования *CAD* моделей в этих системах с целью получения необходимых управляющих программ для исполнительных механизмов.

Объективные оценки возможностей различных технологий быстрого прототипирования и решение проблем их интеграции с *CAD/CAM/CAE* системами были реализованы в рамках проекта под названием *CARP* – *Computer Aided Rapid Prototyping*, программы «ЭВРИКА», профинансированной ЕС в середине 90-х годов.

Для *CIM* показательно то, что данные, генерируемые на одном участке производства, используются и на всех других участках. Таким образом, отпадает необходимость в многократном получении одних и тех же данных, устраняются узкие места и сокращается время прохождения информационных потоков. В организованном по концепции *CIM* производстве все начинается с проектирования изделия и заканчивается его изготовлением без промежуточного вмешательства в автоматизированный производственный процесс. Планирование производства и само производство образуют здесь управляющие кибернетические системы и при

необходимости быстро модифицируются. Это касается и систем обеспечения качества – одного из компонентов *CIM*.

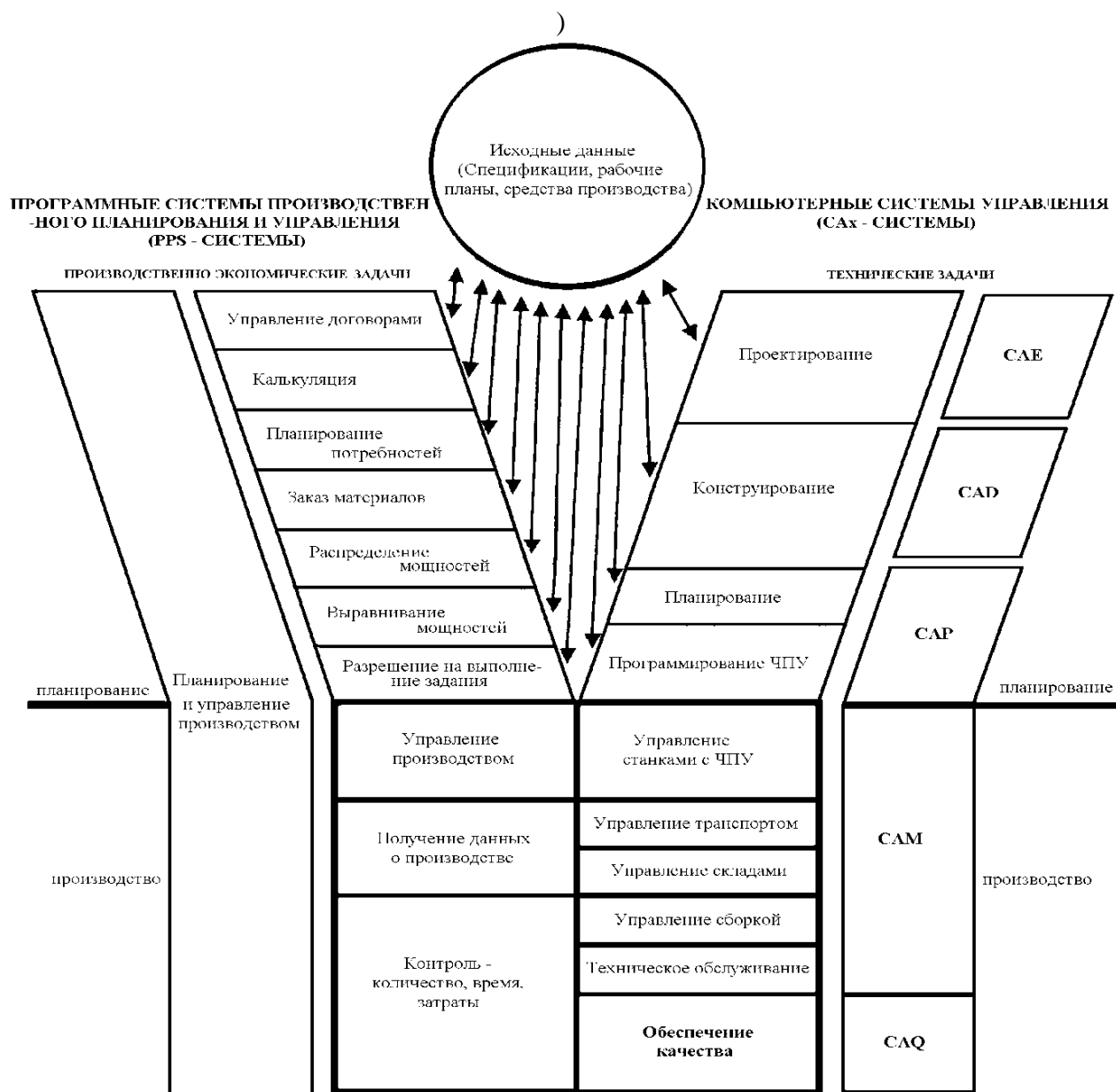


Рис. V.2. Информационные системы в производстве (Scheer, 1987)

Вместе с тем ясно, что возможность реализации «безлюдных производств» на практике еще далеко не очевидна, т.к. пока ещё не созданы все технические предпосылки для сведения воедино отдельных подсистем, например - *CAD* и *CAM*. Есть трудности и в области совместимости аппаратных и программных средств. Проблема совместимости, важнейшая проблема для будущего *CIM*, нашла отражение в стремлении к

стандартизации на международном уровне. Речь идёт о протоколах *MAP* (*manufacturing automation protocols*) фирмы «GENERAL MOTORS», способствующих унификации архитектуры коммуникационных систем в области производства и позволяющих создать информационную сеть между различными предприятиями. По мнению специалистов *CIM* будет одной из ведущих тем в XXI веке и многие крупные предприятия уже готовы к тому, чтобы сделать первые шаги в направлении создания *CIM* посредством объединения отдельных частей *CAx*.

Прогресс в области электронной обработки данных дал толчок развитию измерительной техники. Измерения, проводившиеся до недавнего времени «вручную», проводятся сейчас с помощью компьютеров (интегрированные в систему управления производством измерительные системы), а операторы наблюдают за работой контрольных автоматов и за результатами, получаемыми на электронно-вычислительных установках.

Примерами современных измерительных информационных устройств, управляемых компьютерными программами и используемых для оснащения подсистем компьютеризованного интегрированного производства, являются: измерительные приборы для контроля размеров изделий; испытательные установки для анализа поведения образцов под влиянием сжатия, изгиба, растяжения; системы технического зрения для измерения или счета двумерных объектов; системы с токовыхревыми преобразователями для контроля твердости и структурных свойств поверхностей изделий; пирометрические устройства для бесконтактного измерения температуры и т. д. [8,12].

Прослеживается тенденция оснащения технологического оборудования всё более мощным набором информационных устройств – сенсоров, устройств обработки информации и принятия решений, реализованных в виде аппаратных и программных комплексов, обеспечивающих выполнение работ в условиях недетерминированного характера рабочей обстановки. Уже в начале 60-х годов стало очевидным, что эффективность

решения задач автоматизации производства может быть существенно повышена за счет использования промышленных роботов (ПР), оснащенных тактильными средствами очувствления, а уже к концу 60-х в Америке, Японии, Великобритании, Германии, Франции, СССР и других развитых странах на основе ЭВМ создают системы для манипуляции с объектами, оснащенные техническим зрением. В течение 70-х и последующие годы ученые и инженеры активно работают над проблемами эффективности использования датчиков внешней обстановки и развития технологии очувствления для повышения качества функционирования РТС. Развитие средств и технологии очувствления позволяет наделить технологическое оборудование элементами интеллекта и является наиболее перспективным направлением автоматизации производств и искусственному зрению, при этом, принадлежит главная роль в дальнейшем совершенствовании средств управления технологическими процессами в машиностроении.

Большой вклад в разработку теоретических проблем управления и создание автоматизированных производств внесли такие советские ученые, как: Артоболевский И.И., Охоцимский Д.Е., Попов Е.П., Белянин П.Н., Кошкин Л.Н., а также известные ученые и специалисты созданных ими школ Юревич Е.И., Аветиков Б.Г., Козырев Ю.Г. и др.

Основные области автоматизации управления производством следующие: обслуживание кузнечно-прессового оборудования - 25%; обслуживание металлорежущих станков - 20%; окраска и нанесение защитных покрытий - 13%; сварка - 11%; транспортные и складские работы - 10%; обслуживание печей и нагревательных устройств - 8%; сборка - 3%; прочие работы - 10%.

V.2.2. Измерительные информационные системы в машиностроении (управление производством)

Трудность создания комплексно-автоматизированных производств в машиностроении, связана с большим числом переходов и операций,

разнообразием инструмента, сложным характером обработки на различных станках и необходимостью частой переналадки оборудования. Оптимальные варианты изготовления разных деталей существенно различаются, что затрудняет типизацию технологических процессов и выбор средств автоматизации с охватом широкой номенклатуры деталей. Вместе с тем, главными направлениями автоматизации производства в машиностроении являются: - внедрение роторных, роторно-конвейерных линий, станков с ЧПУ и создание на их основе автоматизированных систем управления технологическими процессами с использованием ПР для автоматизации вспомогательных операций; - оснащение универсальных станков автоматическими зажимными, автоматическими загрузочными, контрольно-измерительными и прочими устройствами с применением ПР на базе групповых методов обработки; - организация для определенных групп деталей поточных линий с транспортными ПР, работающими по замкнутому циклу обработки; - разработка и внедрение специальных станков и механизмов, заменяющих ручной труд на всех операциях основного производства; - механизация и автоматизация вспомогательного производства (складирование, уборка и выдача полуфабриката и инструмента, транспортировка, учет и складирование готовых деталей).

В работах [13,14] показано, что создание автоматизированного производства начинается с выбора технологий и состава технологического оборудования для обработки, сборки, контроля, транспортировки, складирования, контроля и управления. После этого приступают к разработке функциональной, технологической и информационной структуры, вычислительной сети, распределению решаемых задач по уровням сети.

Следующий этап - создание кибернетической системы, выполняющая функции автоматизации управления производственными и контрольно-измерительными автоматами, т.е. технологическим оборудованием, робототехническими комплексами, манипуляторами, оптико-электронными измерительными системами и системами технического контроля,

манипуляторами и т.д..

Дальше следует разработка алгоритмического и программного обеспечения с учетом взаимодействия системы управления автоматизированным производством с другими подсистемами предприятия, а именно: с автоматизированной системой управления предприятием (АСУП), системой автоматизированного проектирования (САПР), автоматизированной системой технологической подготовки производства (АСТПП) и непосредственно с производством. Каждая конкретная производственная задача определяет вид технологического оборудования и номенклатуру инструментальных средств автоматизации, сложность программного обеспечения. На этом этапе создание компьютеризованного интегрированного производства (*CIM*) завершается.

Трудности внедрения *CIM* объясняются не только указанными проблемами в области создания и совместимости аппаратных и программных средств, но и тем, что переход к *CIM* связан с очень большими затратами и, поэтому, большинство автоматизированных работ в промышленности до настоящего времени, осуществляется станками и машинами с числовым программным управлением (*ЧПУ*) и роботами, сконструированными для выполнения строго заданных функций в производственном процессе и, несмотря на то, что управление ими осуществляется с помощью *ЭВМ*, такие машины, по сути, представляют собой простые позиционные механизмы [15,16]. Вместе с тем, поскольку структуру любого компьютеризованного производства можно представить как состоящую из: проектно-конструкторского, технологического и контролирующего модулей, оснащенных *ПП* и соответствующими инструментальными и информационными средствами автоматизации; вычислительных средств (*сетей ЭВМ* и программного обеспечения всех уровней); автоматизированной подсистемы контроля и анализа работы *АП*, принятия и реализации решений. В последнюю подсистему входят и средства контроля состояния основных модулей *АП*, датчики состояния оснастки,

инструмента, информационные средства автоматизации (то, что принято называть средствами оцувствления), включая и разнообразные средства технического контроля на базе *СТЗ* [9], обеспечивающие решение разнообразных задач автоматизации, как основного, так и вспомогательных производств. Существуют различные способы построения автоматизированных производств, но только использование измерительных информационных систем и технологий делает реальным переход к *CIM* (т.е. полностью автоматизированному производству, управляемому с помощью ЭВМ, так называемым "безлюдным" технологиям и производствам). В таких системах адаптивные и интеллектуальные роботы обеспечивают активное и целенаправленное взаимодействие с реальной внешней средой на основе информации о состоянии среды, о состоянии и функционировании исполнительных механизмов. При этом управляющая программа роботов не содержит полного набора необходимой информации, но недостающая ее часть формируется в процессе функционирования робота на основе анализа выполняемых действий и обработки данных о параметрах внешней среды, получаемых средствами оцувствления и средствами *ТК* технологических процессов, что обеспечивает возможность приспособления робота к изменяющимся производственным условиям.

Средства оцувствления роботов, средства измерений и технического контроля являются, безусловно, необходимой частью технологического оборудования и только с их помощью обеспечивается возможность функционирования робототехнических систем в условиях частично упорядоченной среды на производстве, а также решаются задачи автоматизации контроля продукции и диагностики всего производственного комплекса [10].

Характеризуя современное состояние в области технологии машиностроения, с точки зрения изучения связей и закономерностей в процессах изготовления машин, необходимо отметить, что информационные технологии являются основным способом организации большинства

современных технологических процессов изготовления машин, важнейшим средством повышения эффективности, производительности и качества изделий.

Измерения и контроль тесно связаны друг с другом, близки по своей информационной сущности и содержат ряд общих операций (например, сравнение и измерительное преобразование). Инструментальное оснащение технического контроля зависит от типа объектов, используемых методов и средств измерений.

В то же время результатом измерения могут во многом различаться:

- результатом измерения является количественная характеристика, а контроля – оценка качественного состояния объекта;
- измерение осуществляется в широком диапазоне значений измеряемой величины, а контроль - обычно в пределах небольшого числа возможных состояний;
- средства измерений применяются для определения численного значения того или иного атрибутивного признака исследуемого объекта (изделия), а контрольные приборы, в отличие от измерительных, применяются для проверки состояния изделий, параметры которых заданы и изменяются в узких пределах;
- основной характеристикой качества процедуры измерения является точность, а процедуры контроля - достоверность.

Современные средства измерений, используемые для контроля процессов и автоматизации управления в машиностроении, по существу являются информационно-измерительными системами (*ИИС*) и могут рассматриваться в качестве средств оснащения подсистем компьютеризованного интегрированного производства (*СІМ*). Результатом взаимодействия элементов ИИС является процесс измерений и технического контроля. Математически функция ИИС описывается как некоторое преобразование A входных параметров X в выходные Y , т.е.

$$Y = A \cdot X + H, \quad (V.1)$$

где: $A = \{F, S\}$, H - случайный параметр, зависящий от условий функционирования системы технического контроля.

Данная математическая модель совпадает с математической моделью общей теории редукции данных измерений [17].

Возможности ИИС обусловлены физическими явлениями и характеристиками устройств, которые, в некоторой степени, искажают содержание получаемых информационных сообщений (данных). Скомпенсировать искажающее влияние этих явлений и аппаратуры можно с помощью методов редукции и ЭВМ. Теория редукции проявляет себя, в этом случае, как эффективный математический метод решения задачи синтеза оптимального прибора для управления процессами и автоматизации производства. В частности, использование для целей управления машинного зрения часто осложняется из-за искажений на изображениях, обусловленных несовершенством оптических систем, устройств преобразования и регистрации изображений и влиянием помех, а при решении производственно-технологических задач возникают трудности связанные ещё и с наличием теневых эффектов и неравномерностью освещения.

Существующие разработки в области машинного зрения, в отдельных случаях, решают задачу восстановления формы поверхности по ее полутоновому изображению, но, однако, при преобразовании исходного полутонового изображения в цифровой массив утрачивается большое количество информации содержащейся в изображении и, поэтому, возникает противоречие между полнотой описания и возможностью получения формы описания, необходимой для достоверного распознавания объекта.

Качество решения задачи распознавания определяется точностью формирования математической модели изображения, требует точной количественной взаимосвязи структурометрических характеристик объекта с контрастом и разрешением.

Решение задачи распознавания при неточно заданной модели изображения методами редукции данных, как показано в работе [17], может

дать хорошие результаты, но, не снимает проблемы синтеза оптимального прибора, обеспечивающего наиболее полное и эффективное использование полутоновой информации.

Прогресс в области электронной обработки данных дал толчок развитию измерительной техники. Измерения, проводившиеся до недавнего времени «вручную», проводятся сейчас с помощью компьютеров (интегрированные в систему управления производством *измерительные информационные системы (ИИС)*), а операторы наблюдают за работой контрольных автоматов и за результатами, получаемыми на электронно-вычислительных установках (*рис. V.3*).



Рис. V.3. Автоматизированная система управления технологическими процессами на производстве

Сложные проблемы автоматизации производственного контроля приходится решать и в микроэлектронике. Высокая точность изготовления и миниатюрные размеры изделий требуют обеспечения высочайшей точности при выполнении различных технологических операции, высокого разрешения и применения для контроля бесконтактных средств измерений.

Из бесконтактных средств наибольшее распространение в микроэлектронике получили телевизионные камеры, лазерные и электронно-

лучевые системы. В частности, на основе лазерных и электронно-лучевых систем созданы растровые микроскопы, которые применяют для обнаружения дефектов, контроля поверхности и исследований материалов и изделий.

Отсюда, следует необходимость глубокого изучения процессов формирования сигналов, развития средств и методов исследования, рациональных приемов математической обработки получаемых экспериментальных данных, автоматизации дефектоскопии микроэлектронных производств на базе растрового электронного микроскопа и применения ЭВМ для автоматизированной обработки количественной информации и машинного анализа изображений.

Конкретным примером современных измерительных информационных устройств, управляемых компьютерными программами и используемых для оснащения подсистем управления в машиностроении может служить микропроцессорное устройство защиты и измерения, «ИТАЛМАС⁺» (в дальнейшем *МУ*), которое является современным микропроцессорным устройством защиты электротехнического оборудования, и представляет собой комбинированный многофункциональный прибор, объединяющий различные функции защиты, измерения, контроля, управления и сигнализации. Использование в *МУ* современной элементной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство рабочих характеристик, позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит. В устройствах такого типа воплощены наиболее полные, простые и надёжные решения.

Применение в устройствах мощных микропроцессоров обеспечивает возможности цифрового контроля и управления, и, следовательно, преимущества по отношению к традиционным аналоговым решениям, а именно:

- Малое потребление энергии; обеспечение контроля и диагностики аварий технологического оборудования путем регистрации записи данных об их предистории; гибкость построения и выбора характеристик защит.
- Интеграцию защитных функций в одном компактном корпусе.
- Высокую точность и постоянство характеристик измерения благодаря цифровой обработке данных.
- Цифровой ввод «уставок» для управления с малым шагом изменения и в максимально широком диапазоне.
- Адаптивность и удобство настройки системы с помощью «дружеского к пользователю» меню и отображения измеряемых значений и аварийных данных на алфавитно-цифровом дисплее устройства.
- Обмен данными с центром управления через последовательный интерфейс.
- Более высокую надежность за счёт непрерывной самодиагностики устройства.

§ V.3. Измерительные информационные системы в электроэнергетике и электротехнике в России

Как это показано выше, любая *ИИС* должна обладать необходимыми функциональными возможностями, технические и другие характеристики которой в решающей степени определяются объектом исследования, для которого данная система создается.

Назначение *ИИС* можно определить как целенаправленное оптимальное ведение измерительного процесса и обеспечение смежных систем высшего уровня достоверной информацией. Исходя из этого, основные функции *ИИС* таковы: получение измерительной информации от объекта исследования, ее обработка, передача, представление информации оператору и (или) *ЭВМ*, запоминание, отображение и формирование управляющих воздействий.

Степень достижения функций управления принято характеризовать с помощью критериев измерения. *ИИС* оптимизируют по многим частичным критериям, таким как точность, помехоустойчивость, надежность, пропускная способность, адаптивность, сложность, экономичность и др.

Состав и структура конкретной *ИИС* определяется общими техническими требованиями, установленными ГОСТом, и частными требованиями, содержащимися в техническом задании на ее создание.

ИИС должна управлять измерительным процессом или экспериментом в соответствии с принятым критерием функционирования; выполнять возложенные на нее функции в соответствии с назначением и целью; обладать требуемыми показателями и характеристиками точности, надежности и быстродействия; отвечать экономическим требованиям, предъявляемым к способам и форме представления информации, размещения технических средств; быть приспособленной к функционированию с *ИИС* смежных уровней иерархии, т.е. обладать свойствами технической, информационной и метрологической совместимости; допускать возможность дальнейшей модернизации и развития и др.

В электроэнергетике и электротехнике обеспечение измерений безусловно требует знания методов измерений, свойств измерительных приборов, их устройства, умения выбрать надлежащий метод измерения и подобрать измерительную аппаратуру, умения собрать схему, произвести наблюдения и записи, обработать полученные данные и произвести поверку измерительных приборов.

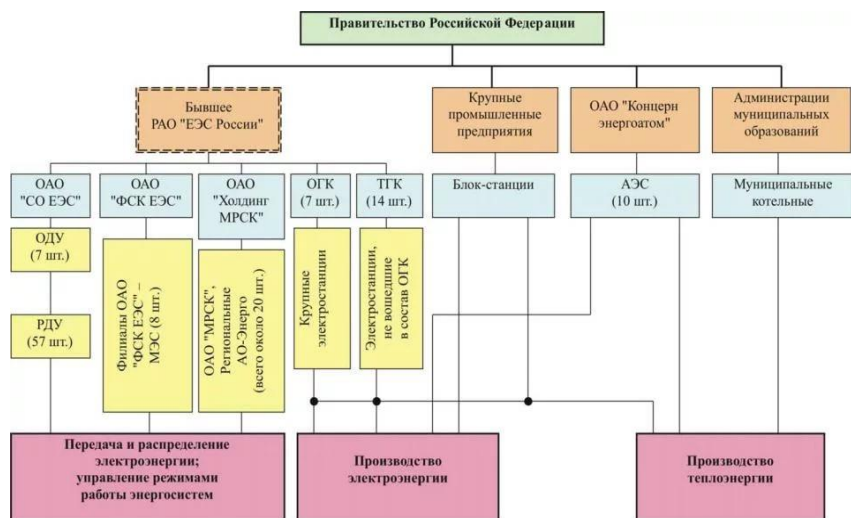
В настоящее время электроизмерительная техника интенсивно развивается во всех направлениях:

– повышается точность и быстродействие, расширяется частотный диапазон, совершенствуются конструкции многообразных электроизмерительных приборов. В ряде приборов наряду с отсчетными и записывающими устройствами предусматриваются контакты для цепей

сигнализации определенных значений измеряемой величины и автоматического управления производственными процессами;

- расширяется номенклатура измерительных преобразователей, широко применяемых при измерениях различных физических величин и других целей;
- выпускаются и совершенствуются измерительные информационные системы (ИИС), предназначенные для автоматического получения, передачи, обработки и представления информации в той или иной форме и значениях измеряемых или контролируемых физических величин. Эта информация может обрабатываться с помощью вычислительных машин, передаваться по каналам связи и использоваться для автоматического управления.

Измерительная информационная система (ИИС) в электроэнергетике и электротехнике – совокупность функционально объединенных измерительных, вычислительных и других вспомогательных технических средств для получения измерительной информации, ее преобразования, обработки с целью представления пользователя (в том числе ввода) в требуемом виде, либо автоматического осуществления логических функций измерения, контроля, диагностирования, идентификации (распознавание образов). Схема организации производства и управления в электроэнергетике России представлена на *рис. V.4*.



Сокращения: СО ЕЭС – Системный оператор Единой энергетической системы; ОДУ – Объединенное диспетчерское управление; РДУ – региональное диспетчерское управление; ФСК ЕЭС – Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы; МРСК – межрегиональные распределительные сетевые компании; ОГК – огиновые генерирующие компании; ТГК – территориальные генерирующие компании; АЭС – атомные электростанции

Рис. V.4. Схема организации производства и управления в электроэнергетике России

V.3.1. Основные информационные системы, применяемые в электроэнергетике в России

В современной экономике России электроэнергетическая отрасль вступила в этап полномасштабной информатизации [18].

Следует отметить, что данный этап для отрасли наступил с существенным запозданием, поскольку другие отрасли экономики, такие как банковская сфера и телекоммуникационная отрасль, вступили в него еще конце 90-х годов прошлого века. Долгое время предприятия энергетического комплекса развивали информационные технологии как составную часть единой системы управления, но по остаточному принципу. Однако в настоящее время в электроэнергетике осуществляется переход к инновационному вектору развития, содержанием которого является внедрение новых информационных технологий (далее ИТ-технологий) и технических решений в территориально распределенных электроэнергетических компаниях.

Сегодня внедрение новых *ИТ-технологий* в нашей стране осуществляется весьма высокими темпами, при этом процесс внедрения характеризуется активным применением новых энергоэффективных технологий для интеллектуальных электроэнергетических систем и повышенным вниманием электроэнергетических компаний к автоматизации своей управленческой деятельности и внедрению корпоративных информационных систем управления. Однако внедрение ИТ-технологий в электроэнергетических компаниях сопровождается несколько завышенной долей расходов на *ИТ* и низкой долей затрат на программное обеспечение. По мнению автора, это подтверждает мнение некоторых экспертов, говорящих о том, что основная фаза *ИТ-развития* электроэнергетики еще не началась и что в настоящее время идет только подготовка к ней.

Анализ рынка *ИТ-технологий* в электроэнергетике говорит о том, что уровень финансирования их внедрения и развития в рамках некоторых

электроэнергетических компаний стал сопоставим с мировой практикой, когда доля затрат на развитие *IT-технологий* колеблется в районе 2-3% от оборота компании. Однако с учетом того, что тарифообразование *IT-проектов* строится по принципу «затраты плюс», рост общих бюджетов в компаниях говорит о том, что этот показатель является не определяющим фактором роста *IT-бюджетов*.

Ретроспективный анализ показывает, что после проведения реорганизационных мероприятий в РАО «ЕЭС России» электроэнергетические компании, а именно энерготранспортные компании, как естественные монополии, остались под контролем государства, а генерирующие, сбытовые и прочие компании были приватизированы, что повлекло усиление конкуренции в отрасли. Внезапно оказавшись на конкурентном рынке, все эти компании вынуждены выживать, проявляя заботу об эффективности процессов собственной деятельности. А как только произошло налаживание жизнедеятельности этих компаний, на рынке информационных технологий сформировались комплексные предложения для электроэнергетики.

Анализ показал, что в настоящее время на электроэнергетических предприятиях используются сотни различных информационных систем и аналитических систем управления, применяются как стандартные решения от известных *вендоров*, так и собственные разработки программного обеспечения собственными силами. Главная и наиболее распространенная проблема внедрения *IT-технологий* в управление электроэнергетическими компаниями – «*видовое разнообразие*» программных продуктов, доставшееся от периода преобразования отрасли.

Поскольку рассказать обо всех системах не представляется возможным, в качестве иллюстрации дадим описание лишь нескольких основных типов комплексных информационных систем, применяемых сегодня на энергопредприятиях.

Основные информационные системы, применяемые в настоящее время в энергетической отрасли, представлены в графическом виде на *рис. V.5.*

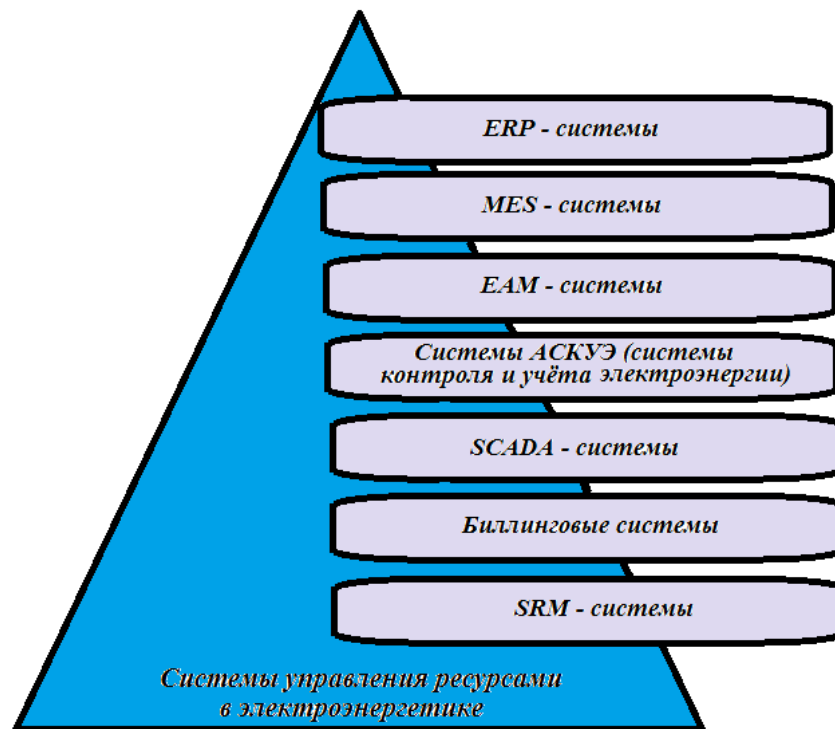


Рис. V.5. Основные информационные системы, применяемые в электроэнергетике

1. Комплексные системы управления предприятием - ERP

Enterprise Resource Planning (ERP) — это комплексная система автоматизированного управления административно-финансовой и хозяйственной деятельностью предприятия. Концепция *ERP* предложена аналитической фирмой *Gartner Group* в начале 90-х гг. и уже подтвердила свою жизнеспособность.

Системы ERP — верхний уровень в иерархии систем управления, затрагивающий ключевые аспекты производственной и коммерческой деятельности, такие как производство, планирование, финансы и бухгалтерия, материально-техническое снабжение и управление кадрами, сбыт, управление запасами, ведение заказов на изготовление (поставку) продукции и предоставление услуг. Такие системы создаются для предоставления руководству информации для принятия управленческих

решений, а также для создания инфраструктуры электронного обмена данными с поставщиками и потребителями.

Внедрение *ERP* подчинено одной цели - повышению эффективности работы энергопредприятия средствами информационных технологий с помощью специализированного интегрированного пакета прикладного программного обеспечения, обеспечивающего общую модель данных и процессов для всех указанных сфер деятельности. Особое внимание уделяется решению конкретных прикладных бизнес-задач.

Внедрение системы позволяет достичь общего повышения эффективности бизнеса и экономических результатов, сокращения затрат. ERP-системы призваны с единых позиций управлять людскими, финансовыми и производственными ресурсами.

ERP-система – конкретный программный пакет, реализующий стратегию *ERP*, как системы автоматизированного управления как административно-финансовой, так и хозяйственной деятельностью предприятия.

ERP затрагивают жизненно важные аспекты деятельности в электроэнергетических компаниях: управление производством; управление техническим ремонтом; управление финансами, планирование и бюджетирование; управление материально-техническим снабжением; управление персоналом; сбыт; управление запасами и др. Эти системы создаются в интересах предоставления руководству объективной и достоверной сведений для принятия управленческих решений, а также для обмена данными с поставщиками электроэнергии и их потребителями.

Основными функциями *ERP-систем* применительно к генерирующим компаниям являются:

- управление основными фондами;
- управление ремонтами и обслуживанием оборудования;
- оперативное управление производством электрической энергии;
- управление материально-техническим обеспечением;

- управление закупками и запасами;
- управление продажами.

Основными функциям *ERP-систем для энерготранспортных компаний* относятся:

- управление основными фондами и ремонтами оборудования;
- учет энергии в сетях;
- управление материальными потоками;
- управления продажами.

Основным функциям *ERP-систем для сбытовых компаний* относятся:

- управление продажами энергии;
- управление поставками энергии.

Положительным примером внедрения *ERP-системы на платформе SAP* может стать проект автоматизации процессов «Управление ресурсами» в холдинге ПАО «ФСК ЕЭС», который с 2006 г. начал масштабный переход на *ERP-систему на платформе SAP*.

В ПАО «ФСК ЕЭС» *ERP-система на платформе SAP*, доработанная с учетом особенностей субхолдинга, сначала была внедрена в центральном аппарате ПАО «ФСК ЕЭС», а затем и в филиалах компании путем тиражирования решения, внедренного в исполнительном аппарате ПАО «ФСК ЕЭС». Деятельность ПАО «ФСК ЕЭС» в области автоматизации предполагает создание иерархической Корпоративной информационной системы управления (*КИСУ*), состоящей функциональных блоков и отдельных подсистем (модулей) с функциональностью управления ресурсами электроэнергетической компании. Данная *КИСУ* должна обеспечивать надежное и эффективное взаимодействие между модулями и внешними относительно *КИСУ* системами.

Из продуктов *SAP* в холдинге внедрены решения *SAP Business Suite*, *SAP SRM*, *SAP Business Objects*, *SAP BI* и целый ряд других. Пользователями *ERP SAP* в ПАО «ФСК ЕЭС» в настоящее время являются более 6,5 тыс. сотрудников [19].

2. Системы управления производством продукции - MES

Manufacturing Execution Systems или *Manufacturing Enterprise Solutions* (*MES*) — относятся к информационно-вычислительным системам оперативного управления локального уровня, позволяющие оптимизировать производственные процессы. Как определяет Международная ассоциация производителей и поставщиков *MES*-решений (*MESA International*),

MES - это интегрированная информационно-вычислительная система, объединяющая инструменты и методы управления производством в режиме реального времени (*on-line*).

Технологическую основу *MES-системы* составляют микропроцессорные программно-технические комплексы. Управление технологическими процессами на основе высоконадёжных микропроцессорных программно-технических комплексов обеспечивает возможности работы системы без сбоев в определенных условиях в течение длительного времени.

Основные функции *MES-систем*:

- сбор фактов о процессе производства;
- оперативное планирование работ;
- оптимизация производственных графиков;
- управление техническими документами и качеством продукции;
- управление производственным персоналом и др.

Используя данные уровни планирования и контроля, *MES-системы* обеспечивают управление текущей производственной деятельностью в соответствии с поступающими заказами, требованиями нормативной документации, актуальным состоянием оборудования, преследуя при этом цели максимальной эффективности и минимальной стоимости выполнения производственных процессов.

Чем отличаются *MES-системы* от *ERP-систем* и почему они находятся на разных уровнях информационной структуры? Первые реализуют

оперативное планирование и, оперируя точной информацией о технологических процессах, отвечают на вопрос: как в заданный срок и в заданном количестве выпускается продукция, а вторые ориентированы на объемное планирование, т.е. отвечают на вопрос: когда и сколько продукции должно быть изготовлено.

Но все-таки главное их отличие в том, что *MES-системы*, работающие исключительно с производственной информацией, позволяют скорректировать либо полностью пересчитать план в течение рабочей смены столько раз, сколько это необходимо. В *ERP-системах* из-за большого объема административно-хозяйственной и учетно-финансовой информации, перепланирование может осуществляться не чаще 1 раза в сутки. *MES* - это связующее звено между ориентированными на финансово-хозяйственные операции *ERP-системами* и оперативной деятельностью предприятия на уровне отдельного производственного подразделения.

Наряду с локальными информационно-вычислительными системами широкое применение получили автоматизированные системы управления технологическими процессами с централизованной структурой, позволяющие осуществлять контроль и регулирование технологических процессов из единого центра управления (единая операторная, диспетчерский пункт).

3. Системы управления основными фондами - EAM

EAM-системы (англ. *Enterprise Asset Management*) – системы управления основными фондами. Данные программные системы управления представляют собой системы управления основными фондами электроэнергетических компаний, автоматизирующие поддержку полного цикла жизни оборудования. При этом под основными фондами электроэнергетических компаний следует понимать не только производственные и непроизводственные основные фонды, а все

существующее оборудование, которое подлежит предметно-количественному учету.

Под термином «*Asset*» в общем случае понимаются не только основные фонды, но любое оборудование, подлежащее учету. В русскоязычной литературе используется термин *УФАП*.

Система EAM (УФАП) позволяет увеличить производственную мощность электроэнергетических компаний путем достижения следующих эффектов:

- оптимизации размера запасов товарно-материальных ценностей;
- сокращения временных издержек на проведение инвентаризаций фондов;
- управления затратами на производство и реализацию электроэнергии;
- увеличения срока службы и эксплуатации оборудования;
- увеличения производительности и времени безотказной работы оборудования;
- оптимизации управления закупками и снабжением;
- ускорение ремонта технологического оборудования и др.

Одной из главных задач *EAM-системы* является переход от ремонтов по расписанию к ремонтам по реальному состоянию оборудования, что влечет за собой получение прибыли для электроэнергетических компаний. Этот переход и дает львиную долю выгоды. Основная цель применения системы *EAM* — максимизация прибыли.

4. Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии - АСКУЭ

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ) в различных случаях трактуются по-разному. Это может быть и «автоматизированная система коммерческого учета энергоресурсов», и «автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов», и «автоматизированная система контроля и управления энергопотреблением».

Первичная задача *АСКУЭ* — измерение, сбор, обработка, накопление, отображение и документирование информации о полученной, переданной, распределенной и отпущенной энергии. Работа системы начинается со сбора данных с электросчетчиков, подключенных к точкам коммерческого учета на объектах энергосистемы через измерительные трансформаторы. Полученная информация посредством устройств сбора и передачи данных передается по каналам связи в центр сбора и обработки информации.

Аппаратура центра сбора информации (телекоммуникационный сервер) выполняет прием, проверку достоверности и первичную подготовку данных. На центр сбора также возлагается задача повторного запроса не пришедших данных по основному или резервному каналу связи. Готовые данные поступают в базу данных, выполняющую задачу ведения архивов измеренных значений количества энергии, мощности и показателей качества электрической энергии. При организации базы данных предусматриваются процедуры санкционированной коррекции данных в ручном режиме.

Следующая основная задача *АСКУЭ* — обработка накопленных данных и формирование отчетов — решается на *АРМ* пользователей системы, взаимодействующих с центральным сервером базы данных через локальную сеть

В последнее время роль *АСКУЭ* возрастает. Без их внедрения предприятия не могут выходить на свободный рынок электроэнергии. Без информационных систем этого типа невозможно определить количество реально поставленной потребителям электрической энергии.

5. SCADA - системы

Системы - широко используются в диспетчерском управлении. Компьютеры вместе с установленным на них специализированным программным обеспечением - вершина *SCADA-пирамиды* — обеспечивают сбор данных и их представление в удобном для человека виде и являются пультом управления системой *SCADA*. Основа этой пирамиды — датчики и

преобразователи, преобразующие физические параметры контролируемого объекта (температуру, давление, силу тока, напряжение) в формализованные информационные сигналы.

Середину пирамиды составляют контроллеры, измеряющие сигналы с датчиков и преобразующие их в цифровую форму, обеспечивающие локальную обработку данных, передающие данные по каналам связи в центральную ЭВМ.

Крупные *SCADA-системы* могут состоять из нескольких уровней. Каждый уровень обеспечивает наблюдение и управление за своей зоной ответственности. Данные, собранные нижестоящим уровнем, поступают в систему вышестоящего уровня. С вышестоящего уровня поступают команды управления. Это классическая схема: восходящий поток данных и нисходящий поток команд.

Сбор данных и диспетчерское управление на основе *SCADA - систем* является основным и в настоящее время остается наиболее перспективным методом реализации автоматизированного управления с точки зрения безопасности и надежности.

Это связано со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций, что увеличивает возможности и расширяет сферу применения автоматизированных систем в электроэнергетике. Более подробно, определение и структура *SCADA – системы*, будут описаны ниже, в *главе VI*.

6. Биллинговые системы

В связи с развитием рыночных отношений в отрасли особо актуальной стала задача повышения собираемости средств за предоставляемые услуги, осуществление их точного учета, оптимизации финансовых потоков (*биллинговые системы*).

Биллинговые системы - призваны обеспечить:

- создание единого расчетного центра;

- консолидацию финансовой и расчетной информации по всем абонентам;
- создание единой системы расчетов с абонентами;
- ведение оперативного анализа и поддержку принятия решений руководством.

Анализ зарубежного опыта развития *биллинговых систем* позволяет выделить три основных этапа.

Первый этап – наведение порядка во взаимодействие поставщиков и потребителей услуг, в организации платежей и денежных расчетов, в налаживании контроля качества предоставляемых услуг.

На этом этапе формируется информационная база и устанавливаются договорные отношения во взаимодействии служб, организаций и потребителей услуг.

На втором этапе расширяются связи между всеми участниками рынка, открывается возможность широкого выбора поставщиков услуг и видов услуг, увеличиваются территории обслуживания.

На этом этапе *биллинг* предоставляет конкурентные преимущества при развитии связей между предприятиями и регионами.

Третий этап – формирование и предложение различных пакетов услуг и тарифных схем. Это неизбежно, так как отрасль имеет социальное значение. Услуги постоянно востребованы населением, стремящимся повысить уровень собственного комфорта и негативно воспринимающим увеличение его стоимости.

Таким образом, *биллинг* – ключевой инструмент для разработки различных пакетов услуг, наиболее подходящих той или иной категории потребителей. Он способен удовлетворять амбиции предприятий и компаний, стремящихся к собственному развитию и завоеванию большей доли рынка.

Биллинг – невидимый, но необходимый инструмент развития отрасли, это и бизнес, и средство для его развития, но не «*калькулятор*».

7. Системы управления взаимоотношений с клиентами - CRM

Customer Relationships Management (CRM) – это стратегия организации бизнеса, в которой отношение с клиентом ставится в центр деятельности предприятия, так как клиенты составляют его основной актив.

Главная цель *CRM-стратегии* — определить наиболее «доходных» клиентов, научиться наиболее эффективно работать с ними и, таким образом, увеличить доход компании.

Системы *класса CRM* – комплекс инструментов по работе с информацией, включающий в себя клиентскую базу и методики, позволяющие систематизировать данные и регламентировать порядок работы с ними. Это автоматизированная система, позволяющая компании поддерживать взаимоотношения с клиентами, собирать о них информацию и использовать ее в интересах своего бизнеса. Они позволяют осуществлять продажи различных услуг и продуктов; отвечать на клиентские запросы, заниматься маркетингом, анализировать ситуацию на рынке.

Очевидно, и приходится это констатировать, что на предприятиях отрасли электроэнергетики на сегодняшний день уровень автоматизации остается неоднородным.

Анализ состояния дел на ведущих предприятиях отрасли показал, что если у сетевых компаний и крупнейших игроков (например, «Системный оператор Единой энергетической системы») инновационные системы управления ресурсами предприятий, например, такие как системы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, играют весьма важную роль, то у генерирующих предприятий уровень автоматизации значительно ниже, потому что ими акцент делается на узкоспециализированное программное обеспечение. Что же касается сбытовых предприятий, то уровень их информационного обеспечения также очень разный, и зависит в основном зависит от их организационного масштаба, территориальной принадлежности, охвата видов деятельности. Здесь в первую очередь в фокусе внимания – управленческий и

бухгалтерский учет, управление договорными отношениями и расчетами с контрагентами.

Тем не менее, отметим, что электроэнергетические предприятия с интересом следят за новыми инновационными системами управления ресурсами предприятий, хотя и осваивают их пока с большой осторожностью. Так, в 2013 и 2014 годах в электроэнергетике был зафиксирован интерес к облачным проектам и *BI-решениям* [20].

Таким образом, наряду с традиционными информационными системами управления и системами оперативно-диспетчерского управления на первый план выходят *BI-решения* (аналитика) для обеспечения максимальной надежности сети и повышения эффективности эксплуатации оборудования, системы учета потребленной электроэнергии (*биллинг-системы*), геоинформационные технологии, новые решения, позволяющие модернизировать инфраструктуру и повышать энергоэффективность Центров обработки данных [20]. По мнению автора, все эти направления будут планомерно развиваться и в среднесрочной перспективе. Важным аспектом их развития является появление и распространение соответствующих стандартов, обобщающих лучшие практики [21-32], при этом системная сущность электроэнергетики предъявляет особые требования к защите от попыток «патентного сепаратизма», в том числе институционализированного в стандартах [28-36].

§ V.4. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей региональной сетевой компании

Научно-техническое направление, охватывающее проблемы анализа и синтеза систем диспетчерского управления, их базисных структур (и форм представления), а также системного подхода к процессу диспетчерского управления с целью обеспечения эффективного контроля электросетевого комплекса, определим как «*архитектура информационно-измерительной*

системы центра управления сетей региональной сетевой компании (ИИС ЦУС РСК)» (далее ИИС).

Действительно, архитектура, это искусство проектировать и строить объекты, творчески оформлять пространственную среду для жизни и деятельности человека. Если результатом проектирования является информационно-измерительное средство, каким является ИИС, то его создание от постановки задачи до реализации целесообразно определить как архитектуру ИИС региональной сетевой компании (рис. V.6).

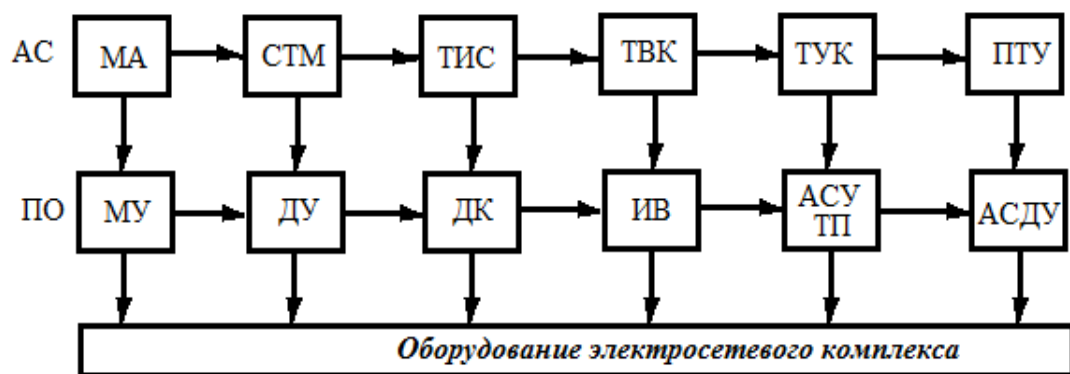


Рис. V.6. Развитие систем управления в электросетевом комплексе региональной сетевой компании

Сложный технологический процесс распределения и потребления электроэнергии в региональных сетевых компаниях обусловил появление разнообразных устройств и аппаратных средств (АС) управления оборудованием электросетевых комплексов, например:

- местная автоматика (МА) - простейшие устройства «включение-выключение»;
- системы телемеханики (СТМ), информационные телесистемы (ТИС);
- вычислительные телекомплексы (ТВК), управляемые (ТУК), программные (ПТК).

В свою очередь, автоматизированное управление архитектурой средств электросетевого комплекса, обеспечивая процессы в системе «регулятор - объект управления», имело свое развитие программного обеспечения (ПО):

- местное (МУ);

- «жесткое» дистанционное управление (*ДУ*);
- дистанционный контроль (*ДК*);
- интеллектуальные вычисления (*ИБ*);
- автоматизация технологических процессов (*АСУ ТП*) подстанций (*АСУ ПС*);
- автоматизация диспетчерского управления сетей (*АСДУ*).

Современный этап развития электроэнергетики обусловил необходимость обеспечения прозрачной среды и сквозной наблюдаемости функционирования распределительного электросетевого комплекса каждой региональной сетевой компании в пространстве их единых информационно-измерительных систем диспетчерского управления.

V.3.1. Классификация структур

Анализ развития систем диспетчерского управления с позиций информационной интеграции [19–22; 37–39] позволяет (см. *табл. IV.1* и *рис. IV.6*) классифицировать ИИС с точки зрения информационной технологии [23,24] и концепции [40–42] как интегрированную автоматизированную систему диспетчерско-технологического управления на основе базисных структур (*БС*): системы диспетчерского управления и программно-технических средств верхнего уровня *РСК*, сети передачи информации верхнего *РСК* и нижнего *ПОЭС* уровней, с необходимым числом подсистем в системе контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций нижнего уровня *ПОЭС*.

Информационная классификация базисных структур интегрированной информационно-измерительной системы (*ИИС*) с адекватными принципами автоматизации, тождественными иерархии диспетчерского управления.

Компонентами структур архитектуры *ИИС* являются автоматизированные системы (*табл. V.1* и *рис. V.7*):

- контроля и учета электроэнергии, технологического управления и диспетчерско-технологического управления верхнего уровня *СДУ*;

- центральная приемопередающая станция, серверы автоматизированных рабочих мест и *ОИК* программно-технических средств верхнего уровня центра управления сетей *РСК*;
- оборудование связи (телеинформационной сети связи), модемы и *ЦППС* сети передачи информации в обоих уровнях;
- преобразователи и приборы, микропроцессорные средства и подсистемы системы контроля и управления нижнего уровня подстанций.

Таблица V.1

Классификация базисных структур архитектуры ИИС

<i>СДУ</i> <i>В.У.</i> <i>РСК</i>	<i>ИБК</i> <i>АРМ</i>	<i>ТК</i> <i>АРМ</i>	<i>ОИК</i> <i>АРМ</i>
	<i>АСКУЭ</i>	<i>АСТУ</i>	<i>АСДТУ</i>
<i>ПТС</i> <i>В.У.</i> <i>РСК</i>	Подсистемы: <i>СД</i> <i>АТИ</i> <i>ПД</i>	Подсистемы: <i>ПТИ</i> <i>И</i>	Подсистемы: <i>БДРВ</i> <i>ЗДС</i> <i>ОИ</i>
	$\frac{1}{2}$ <i>ЦППС</i>	<i>Серверы</i>	<i>ОИК</i>
<i>СПИ Н.У.</i> <i>ПОЭС и В.У.</i> <i>РСК</i>	<i>Ц</i> <i>А</i>	<i>КА</i> <i>АЦ</i>	<i>КОК</i>
	<i>Оборудование связи</i>	<i>Модемы</i>	$\frac{1}{2}$ <i>ЦППС</i>
<i>СКУЭТО</i> <i>Н.У.</i> <i>ПС</i>	<i>ЦС</i> <i>ПИП</i>	<i>УСО/УСД</i> <i>МПТ</i> <i>УСПД</i>	<i>ССД</i> <i>АСУ ТП</i> <i>АСКУЭ</i>
	<i>Преобразователи,</i> <i>приборы</i>	<i>Микропроцессорные</i> <i>средства</i>	<i>Подсистемы</i>

Действительно, составляющими *СКУ* подстанций служат (см. *рис. V.6*) микропроцессорные терминалы и контроллеры устройств связи с объектом, объединенные на основе промышленной сети в передающее устройство (так называемый «контролируемый пункт»), выполняющее функции прямых измерений и мониторинга; защиты и контроля, сбора и передачи данных с подстанций на верхний уровень сети передачи информации *РСК*.

Архитектура *ИИС* (*рис. V.7* и *табл. V.1*) как совокупность базисных структур и компонентов структур представлена следующими средствами.

1. Микропроцессорные: устройства сбора и передачи данных в информационно-вычислительном комплексе *АСКУЭ*; серверы (*АРМ* на основе персональных компьютеров) в подсистемах технологического и диспетчерско-технологического управления верхнего уровня *СДУ*.

2. Программные на основе подсистем: *СД*, архива *АД* и предоставления данных в центральной приемопередающей станции; производственно-технологической информации и интеграции с другими подсистемами в серверах; базы данных реального времени, задач диспетчерской службы – *SCADA* (*Supervisory Control And Data Acquisition* – диспетчерское управление и сбор данных) и отображения информации в *ОИК* верхнего уровня программно-технических средств.

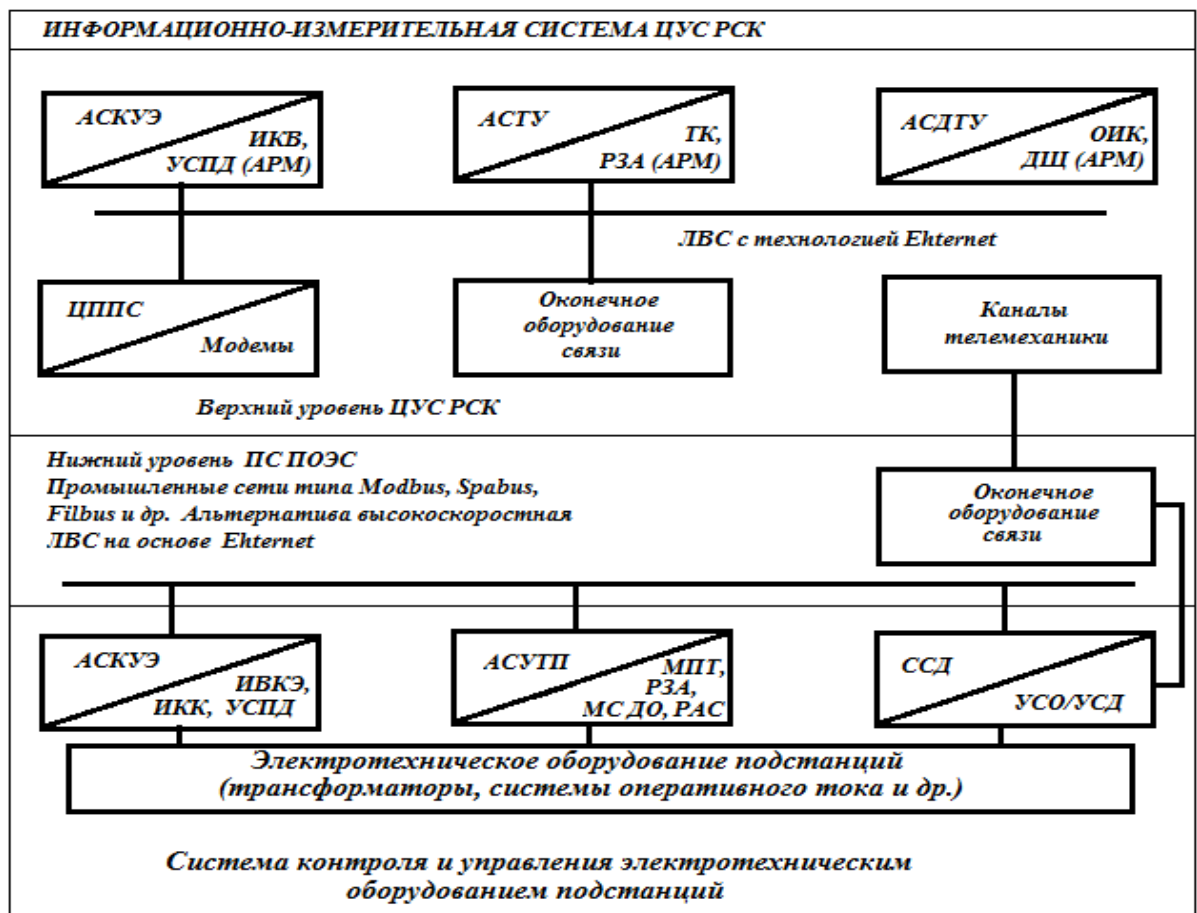


Рис. V.7. Архитектура информационно-измерительной системы центра управления сетей региональной сетевой компании

3. Аналоговое и цифровое оборудование связи: аналого-цифровые и процессорные каналные адаптеры в модемах; коммутатор обратных каналов в центральной приемо-передающей станции сети передачи информации.

4. Аппаратно-микропроцессорные:

- измерительные цепи и трансформаторы тока (напряжения), цифровые счетчики в информационно-измерительном комплексе, а также контроллеры

сбора и передачи данных в информационно-вычислительном комплексе электроустановки АСКУЭ;

- измерительные цепи и трансформаторы тока (напряжения) для микропроцессорных терминалов, а также регистраторы аварийных событий в АСУ ТП;

- первичные измерительные приборы, устройства телемеханики и связи с объектом в системе сбора данных нижнего уровня СКУЭТО.

А в устройствах телемеханики системы сбора данных первичные измерительные преобразователи и приборы реализуют функции теле: сигнализации и управления, регулирования и измерений с передачей информации (различные протоколы телемеханики) в приемный комплекс ЦППС и ОИК программно-технических средств АСДТУ верхнего уровня, так называемый «пункт управления» (рис. V.8).

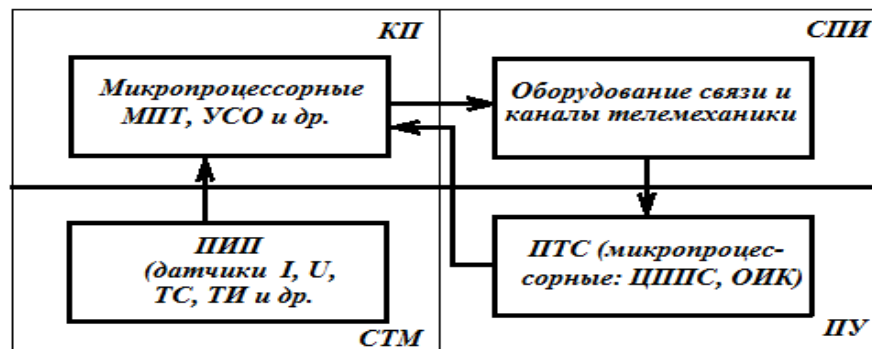


Рис. V.8. Обобщенная схема ИИС, дифференцированная по структуре аппаратных и микропроцессорных средств КП и ПУ интегрированной АСДТУ

Следовательно, базисными структурами ИИС служат: система контроля и управления нижнего уровня подстанций ПОЭС; сеть передачи информации обоих уровней, программно-технические средства и система диспетчерского управления (интегрированная АСДТУ) верхнего ЦУС РСК уровня (рис. V.9, а).

По мнемосхеме ИИС, представленной на рис. V.9, б (а также см. табл. V.1 и рис. V.8) видно, что на основе промышленной сети осуществляется интеграция аппаратных и микропроцессорных средств подсистем: контроля и

учета электроэнергии, технологических процессов и сбора данных нижнего уровня системы контроля и управления, – с целью передачи данных в сеть передачи информации нижнего уровня и далее по каналам *ТМ* в программно-технические средства сети передачи верхнего уровня.

Программно-технические средства сети передачи верхнего уровня, по локальной вычислительной сети, взаимодействуют с программно-техническими средствами системы диспетчерского управления верхнего уровня.

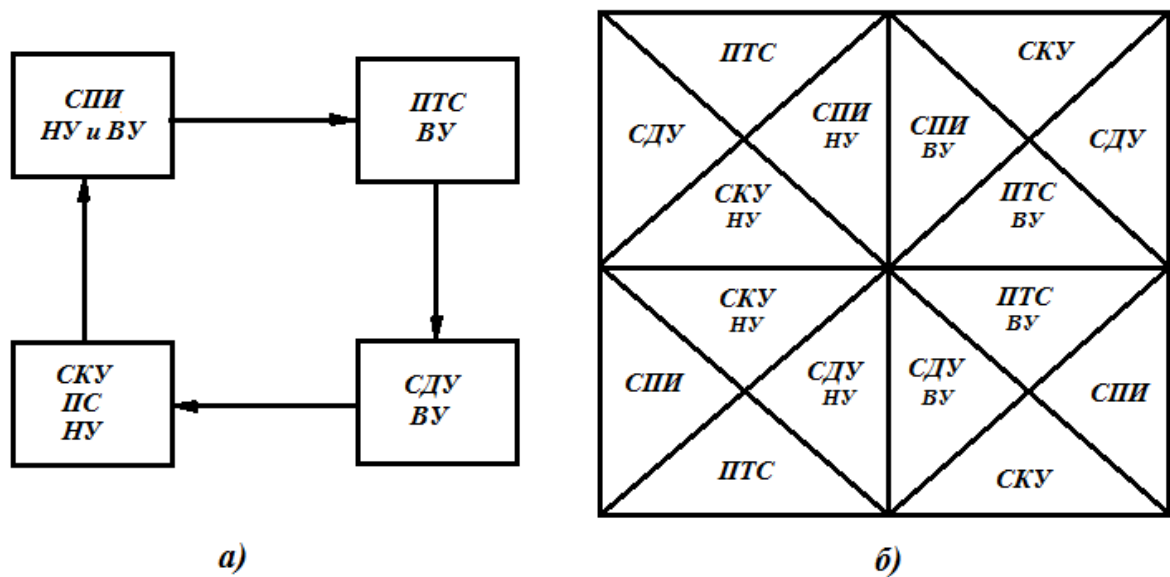


Рис. V.9. Мнемосхема ИИС

Интегрированная система диспетчерского управления по *ЛВС* объединяет микропроцессорные серверы в *ОИК* верхнего уровня, а также производит обмен данными (через коммутатор обратных каналов в центральной приемопередающей станции верхнего уровня) с микропроцессорными средствами системы контроля и управления нижнего уровня подстанций.

Интеграция архитектуры *ИИС* (по табл. V.1 слева и направо, снизу и вверх) более рельефно выявляет дифференциацию компонентов структур по соответствующим информационным процессам базисных структур сбора, передачи, преобразования и представления информации (см. табл. V.1).

Дифференциация архитектуры *ИИС* по вертикали (по компонентам структур) позволяет конкретизировать эти признаки на соответствующие базисные структуры (система контроля и управления электрооборудованием нижнего уровня подстанций, сеть передачи информации обоих уровней, программно-технические средства и система диспетчерского управления верхнего уровня) и формы их представления.

Форму представления базисной структуры системы контроля и управления электротехническим оборудованием нижнего уровня подстанций *ПОЭС* удобнее всего отобразить функциональными (информационными) уровнями (см. *рис. V.1*).

Первый функциональный уровень в *СКУЭТО* подстанций – *ПИП*-уровень преобразования действующих значений аналоговых сигналов в нормированный выходной сигнал и «сухих» контактов дискретных датчиков.

Второй уровень – микропроцессорные средства *УСО/УСД* – для преобразования дискретной и нормированной аналоговой информации в цифровую и ее обработки (для обеспечения функции передачи информации по сети на верхний уровень *СДУ*). С верхнего уровня *СДУ* на второй уровень *УСО/УСД*, также в цифровой форме, передаются команды управления оборудованием.

Третий и последний уровень в *СКУ* подстанций – сеть передачи данных (промышленная сеть *Profibus* и др.), которая обеспечивает в пределах одной подстанции передачу информации между подсистемами контроля и учета электроэнергии, технологических процессов и сбора данных по физической паре или волоконно-оптическому кабелю шинной структуры со скоростью до *12 Мбит/с*.

Форму представления базисной структуры *СПИ*, наилучшим образом, отображает адресное пространство (см. *рис. V.10*) телеинформационной сети *РСК*, организованной на базе оконечного оборудования связи и каналов телемеханики, организованных по высокочастотным, волоконно-оптическим линиям и радиосвязи.

Форма представления *ПТС* – программные модули – в подсистемах и серверах *ОИК* (см. рис. V.10), обеспечивают выполнение возложенных задач на *АРМ*: инженеров технологов и релейной защиты и автоматики, диспетчеров и руководителей центра управления сетей.

Форма представления *СДУ* – информационное обеспечение – регламентирует состав и средства информации базовых структур *ИИС*, а также способы передачи информации, обработку и хранение баз данных в подсистемах: контроля и учета электроэнергии, технологического и диспетчерско-технологического управления электросетевого комплекса.

ИП	БС		СКУ	СПИ	ПТС	СДУ
	КС					
СДУ ВУ РСК (представление)	АСДТУ					
	АСТУ					
	АСКУЭ					
ПТС ВУ РСК (преобразование)	ОИК					
	Серверы					
	1/2 ЦППС					
СПИ НУ и ВУ ПС (передача)	1/2 ЦППС					
	Модемы					
	Оборудование связи					
СКУ НУ ПС (сбора)	Подсистемы					
	Микропроцессорные средства					
	Преобразователи и приборы					
ИП	ФП		ФУ	АП	ПМ	ИО

Рис. V.10. Морфологическая матрица

Следовательно, дифференциация архитектуры *ИИС* по вертикали (см. табл. V.1) позволяет обобщенную структуру интегрированной *АСДТУ* разделить на иерархическом и функциональном уровнях.

В то же время дифференциация базисных структур *АСДТУ* по формам представления (по горизонтали) позволяет более содержательно и глубоко исследовать одну из их граней.

Из вышеуказанного примера можно сформулировать для каждой формы представления базисных структур следующий вывод.

С методической точки зрения, изучение одного информационного процесса интегрированной *АСДТУ* оправдано использованием стандартных

алгоритмов, способов и методов, рациональных для анализа и синтеза базисных структур и их форм представления *ИИС*.

Следует отметить, что методика разработки соответствующего информационного процесса (сбора, передачи, преобразования и предоставления) или формы представления (функциональных уровней, адресного пространства, программных модулей и информационного обеспечения) в информационно-измерительной системе отражает специфику области исследования.

Например, функциональные уровни в *СКУЭТО* определяют автоматизацию подстанций *110* и *35 кВ*, а, следовательно, технический уровень микропроцессорных средств контроля и управления.

Адресное пространство в сети передачи информации показывает развитие средств связи в структуре телеинформационной сети и, в конечном счете, Единой телекоммуникационной сети связи энергетики (*ЕТССЭ*) в *РСК*. Программные модули в программно-технических средствах верхнего уровня *ЦУС* обеспечивают распределенную структуру на базе открытых программно-аппаратных платформ, международных протоколов обмена с возможностью дальнейшего функционального расширения системы и, в итоге, структуру *ОИК*. Информационное обеспечение в системе диспетчерского управления верхнего уровня *РСК* характеризует состав, средства и способы передачи информации, а также ее обработку, хранение в *ЭВМ* (баз данных и систем управления ими) и взаимодействия пользователей с ней (диалоговые системы, способы и средства предоставления информации), что определяет круг решения намеченных задач *ИИС*.

Результаты анализа и синтеза соответствующих информационных процессов и форм представления интегрированной *АСДУ* по методам применения: подсистем, серверов, а также структурной организации *ОИК* в *СДУ* верхнего уровня; технологии процессов в сети передачи информации обоих уровней и *СКУЭТО* нижнего уровня, – повышают достоверность и адекватность базисных структур, и в целом, архитектуры *ИИС*.

Системный анализ архитектуры *ИИС* с позиций концепции интеграции автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления показывает:

1. *ИИС* включает совокупность информационных процессов (сбора, передачи, преобразования и предоставления информации) и компонент базисных структур автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (системы контроля и управления электротехническим оборудованием нижнего уровня подстанций, сети передачи информации обоих уровней, программно-технических средств и системы диспетчерского управления верхнего уровня);

2. *ИИС* интегрирует базисные структуры архитектуры с иерархией подчинения в виде последовательности: *АСДТУ – АСТУ – АСКУЭ – ОИК – Серверы – ЦППС – Модемы – Оборудование связи – Подсистемы – Микропроцессорные средства – Приборы и ПИП*;

3. *СДУ, ПТС, СПИ и СКУ* определяются совокупностью информационных процессов и форм представления базисных структур, например: предоставлением и информационным обеспечением (верхний уровень *СДУ*); преобразованием и программными модулями (*ПТС* верхнего уровня);

передачей и адресным пространством (*СПИ* верхнего и нижнего уровня); сбором и функциональными уровнями (нижний уровень *СКУЭТО*);

4. Дифференциация архитектуры *ИИС* по базисным структурам *БС* (по вертикали) выявляет компоновку интегрированной *АСДТУ* на иерархическом (*СДУ*) и структурном (*ПТС*), функциональном (*СПИ*) и принципиальном уровнях (*СКУ*);

5. Дифференциация архитектуры *ИИС* по формам представления (по горизонтали) необходима для выявления рациональных методов анализа и синтеза *АСДТУ* (выбор аппаратных и микропроцессорных средств подсистем *СКУЭТО* нижнего и программных модулей *ОИК* верхнего уровня, расчет

рациональной структуры телеинформационной сети и организация *ПТС* верхнего уровня и др.);

6. Дифференциация архитектуры *ИИС* способствует интеграции смежных областей науки и техники (связи и телемеханики, релейной защиты и автоматики, диагностики оборудования и учет электроэнергии и др.) благодаря использованию прогрессивных методов и технологий других научно-технических направлений.

Отсюда следует важность дифференциации архитектуры *ИИС*, как по вертикали (по базисам) для организации информационных процессов (сбора, преобразования, передачи и предоставления информации) структуры *АСДТУ*, так и по горизонтали (по формам представления функциональных уровней, адресного пространства, программных модулей и информационного обеспечения) для выбора рациональных методов анализа и синтеза интегрированной *АСДТУ*.

Таким образом, целенаправленный анализ архитектуры *ИИС* необходим для анализа и синтеза аппаратных, микропроцессорных и программно-технических средств интегрированной автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления, обеспечивающей оптимальное выполнение контроля и управления электросетевым комплексом 110 и 35 кВ региональной сетевой компании.

V.3.2. Автоматизированные системы

Согласно принципам организации *АСУ* в электроэнергетике [41,42], *ИИС* (*АСДТУ* верхнего и нижнего уровней) объединяет функции диспетчерского, производственно-технического управления.

В состав интегрированной системы (см. *рис. V.11*) входят ряд автоматизированных систем, важнейшими из которых являются *АСКУЭ* (контроль и учет электроэнергии), *АСТУ* (технологического) и *АСДТУ* (диспетчерско-технологического управления) верхнего уровня и *СКУЭТО*

(контроль и управление электротехническим оборудованием) подстанций нижнего уровня, реализуемая на принципах:

- открытости стандартов (*МЭК 61850, 61970, 61968*);
- единой информационной модели электрической сети;
- единой системы классификации и кодирования сетевых объектов;
- единой платформы интеграции и единой информационной среды;
- открытой масштабируемой архитектуры и многоплатформенности.

Основные требования к организации *ИИС*:

- применение информационных технологий, отвечающих международным стандартам;
- архитектурная и интерфейсная совместимость, обеспечивающая сопряжение, функциональную работоспособность и требования информационной безопасности;
- развитые графические возможности и объемы хранения информации для взаимодействия с управляющим персоналом и системами верхнего ранга;
- коммуникационные средства, обеспечивающие передачу информации между вычислительными средствами и другими устройствами, должны быть выполнены в соответствии с требованиями функционирования систем автоматизации сетей *РСК*.



Рис. V.11. Интеграция автоматизированных систем

Автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии. Структура *АСКУЭ РСК* состоит из двух общих уровней: верхнего *ЦУС РСК* и нижнего в составе *СКУЭТО ПС ПОЭС*.

АСКУЭ верхнего уровня *ЦУС РСК* включает организованные через *ЛВС* (см. рис. V.7) программно-технические средства *ПТС (ИБК)* в составе *УСПД* на основе промконтроллера и сервера (*АРМ* инженера-технолога) с программным обеспечением (*АСКП* или др.).

ИБК верхнего уровня обеспечивает: подготовку отчета в *XML*-формате для передачи требуемых данных в Некоммерческое Партнерство «Ассоциации Товарищеских Сообществ» (*НП «АТС»*) и смежным субъектам оптового рынка электроэнергии (*ОРЭ*) по электронной почте, а также автоматизированный сбор, хранение результатов измерений и диагностику состояния средств измерений нижнего уровня *АСКУЭ*.

АСКУЭ нижнего уровня в составе *СКУЭТО ПС ПОЭС* представлена информационно-вычислительным комплексом электроустановки *ИБКЭ* и измерительно-информационным комплексом *ИИК*.

ИИК (включающий счетчики с цифровым интерфейсом *ЦС*, трансформаторы тока *ТТ*, напряжения *ТН* и измерительные цепи) выполняет функцию автоматического проведения измерений в точках учета на подстанции *ПС* для передачи данных по промышленной сети в *ИБКЭ*.

ИБКЭ размещается на *ПС*, исполнен на основе *УСПД* (промконтроллер), выполняет функцию консолидации информации и обеспечивает цифровой интерфейс доступа к информации по учету электроэнергии на подстанциях *РСК*.

Целью технической политики *РСК* в области коммерческого учета электроэнергии (мощности) является повышение точности и достоверности измерения *АСКУЭ* оптового и розничного рынка, что определяет круг основных задач *РСК*:

- определение технико-экономических показателей работы;
- определение и мониторинг потерь электроэнергии в сетях;
- предоставление администратору торговой сети и энергосбытовым организациям данных по учету электроэнергии (мощности) на присоединениях подстанций;

- расчет электроэнергии с контрагентами за услуги по доставке электроэнергии (мощности) по сетям.

Достижение указанной цели и реализация поставленных задач в *РСК* должно обеспечиваться:

- автоматизацией расчета потерь электроэнергии в сетях на всех уровнях технологического управления;
- применением передовых методов и средств измерения электрических величин и их обработки, в том числе, установкой на отходящих присоединениях интегральных счетчиков электроэнергии с цифровыми интерфейсами;
- заменой существующих трансформаторов тока *ТТ* и напряжения *ТН* на трансформаторы с более высоким классом точности;
- приведением нагрузки *ТТ* и *ТН* до уровня номинальных значений;
- созданием в *РСК* единой системы учета электроэнергии.

В состав единой системы учета электроэнергии в *РСК* предлагается ввести:

- цифровые счетчики *ЦС* электроэнергии с формированием профиля мощности, обеспечивающие выдачу информации в цифровом виде;
- современные микропроцессорные устройства сбора и передачи данных *УСПД* от *ЦС* с функциями накопления, первичной обработки и хранения, а также передачи данных по каналам связи в центр сбора и обработки информации (*ЦСОИ*) верхнего уровня *АСКУЭ РСК*.

Основные принципы создания и развития *АСКУЭ* в *РСК*:

- иерархический принцип формирования территориально распределенной системы с централизованным управлением и информационно-вычислительным комплексом в *РСК*;
- автоматизация учета электроэнергии подстанций на отходящих присоединениях, а также расчетов баланса электроэнергии по уровням напряжения подстанции, распределительного пункта и сети в целом;

- *АСКУЭ* должна быть внесена в Государственный реестр технических средств измерений как единичное средство измерений в системе учета электроэнергии.

Система учета электроэнергии в *РСК* должна обеспечивать:

- выполнение оперативных расчетов балансов и потерь электроэнергии для различных интервалов времени (час, сутки, месяц, квартал и год) на всех уровнях обработки информации;

- обмен данными коммерческого учета с субъектами рынка электроэнергии, с которыми у *РСК* в соответствии с регламентами работы рынка есть соглашения об информационном обмене.

Следовательно, на данном этапе в составе интегрированной двухуровневой *АСДТУ РСК* необходимо создание трехуровневой структуры *АСКУЭ*:

- первый уровень *ИИК*;

- второй – *ИБКЭ СКУЭТО* подстанций с функцией обеспечения централизованного управления и распределенного выполнения измерений и дальнейшей передачи данных на третий уровень *ИБК* современными средствами телекоммуникаций;

- третий уровень *ИБК* в центр сбора и обработки информации *ЦСОИ* верхнего уровня *АСКУЭ*.

АСКУЭ в составе *СКУЭТО* подстанций *ПОЭС*, как правило, должна быть интегрирована в *АСУ ТП* подстанций нижнего уровня, *АСКУЭ* верхнего уровня – в *АСТУ ЦУС РСК*.

Автоматизированная система технологического управления. *АСТУ ЦУС РСК* предлагается авторами рассматривать в виде двух уровней (см. рис. IV.8): верхнего, собственно, *АСТУ ЦУС* и нижнего *АСУ ТП* в составе *СКУЭТО ПС*.

Архитектуру *АСТУ* верхнего уровня *ЦУС* организуют программно-технические средства *ПТС* в сети *ЛВС*, включенные в адресное пространство серверов (*АРМ*) в области трех информационных подсистем: релейной

защиты и автоматики *РЗА*; диагностики оборудования *ДО* и регистрации аварийных событий *РАС* на подстанциях *110* и *35 кВ*.

Подсистемы *ДО* и *РАС* предназначены для обеспечения следующих функций:

- долговременное хранение архивов накопленной производственно-технологической информации *ПТИ*;
- предоставление интерфейса удаленного доступа к базе данных сервера долговременных архивов *ПТИ* пользователям корпоративной сети *РСК*.

Архивация и хранение *ПТИ* для пользователей *РСК* должны обеспечивать накопление данных о ходе технологического процесса на подстанциях за продолжительный отрезок времени.

Эти данные могут быть использованы для последующего предоставления оперативному, административному и другому персоналу данных об истории протекания технологических процессов и развитии аварии, работе автоматики и действиях оператора, результатах расчета и нормативно-справочных данных, а также для подготовки отчетной *ПТИ* (ведомостей, протоколов и др.).

V.3.3. Подсистема управления РЗА

Подсистема РЗА предназначена для обеспечения нижеперечисленных функций:

- сбор и хранение данных о работе устройств *РЗА* при аварийных ситуациях;
- экспорт и импорт накопленной информации в файлы;
- долговременное архивирование и ретроспективный просмотр информации о зарегистрированных авариях и связанных с ними осциллограмм;
- архивирование информации о состоянии и изменении уставок;

- обеспечение нормированного доступа к данным со стороны сервера (АРМ) РЗА.

Серверы (АРМ) с подсистемами ДО и РАС (ПТИ) и интеграции (И) АСТУ верхнего уровня ЦУС представляют собой рабочие станции (персональные компьютеры – ПК) инженера РЗА и инженера-технолога.

АСУ ТП нижнего уровня в СКУЭТО подстанций (соответственно, как и АСТУ верхнего уровня ЦУС) состоит из трех аналогичных подсистем: РЗА, ДО и РАС. Подсистема РЗА в АСУ ТП нижнего уровня на основе микропроцессорных терминалов (МПТ), подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, выполняет функции релейной защиты и автоматики (РЗА) электрооборудования подстанций.

Подсистема ДО и РАС в АСУ ТП нижнего уровня на основе цифровых регистраторов событий РАС, подключаемых непосредственно к вторичным цепям трансформаторов тока и напряжения, осуществляет сбор данных с электрооборудования, определяет его ресурс, а также выявляет тенденции ухудшения параметров технологического электрооборудования подстанций в эксплуатации.

Основные задачи применения АСТУ ЦУС РСК в эксплуатации электрооборудования подстанций:

- наблюдаемость режимов подстанций РСК системами технологического управления, позволяющими эффективно отслеживать состояния сети в режиме реального времени;
- измерения и регистрация режимных и технологических параметров;
- автоматизация технологических процессов основного и вспомогательного оборудования;
- эффективное взаимодействие ПОЭС, участвующих в управлении электрическими сетями в едином информационном пространстве АСТУ ЦУС РСК.

Основные требования к построению АСТУ ЦУС РСК:

- модульный принцип построения технических и программных средств, прикладного и технологического программного обеспечения;
- открытость архитектуры комплекса технических средств и программного обеспечения;
- независимость выполнения функций контроля и управления сетевым объектом от состояния других компонентов системы.

В итоге, *АСТУ ЦУС* в *РСК* на основе современных микропроцессорных *ПТС* верхнего уровня и *АСУ ТП* в *СКУЭТО* подстанций нижнего уровня, организованной на базе *МПП* и *РАС*, подключаемых непосредственно к вторичным цепям *ТТ* и *ТН*, обеспечивает функции:

- релейной защиты и автоматики;
- диагностики состояния основного оборудования подстанций *110* и *35 кВ*; регистрации событий в нормальных и аварийных режимах.

АСУТП в составе *СКУЭТО* должна быть интегрирована на основе промышленных сетей или сети *Ethernet* в систему сбора данных (*ССД*) нижнего уровня *ПС*.

АСТУ верхнего уровня, как правило, должна быть интегрирована по технологической *ЛВС* в *АСДТУ ЦУС РСК*.

Автоматизированная система диспетчерско-технологического управления (*АСДТУ*) *РСК* состоит из двух уровней (см. рис. V.7): верхнего уровня, собственно, *АСДТУ ЦУС* и подсистемы *ССД* нижнего уровня *СКУЭТО* подстанций.

Архитектуру *АСДТУ ЦУС* представляют организованные через *ЛВС* программно-технические средства *ПТС* на основе: *ОИК*, серверов (*АРМ*) и подсистемы отображения информации – диспетчерский щит (*ДЩ*) или «*видеостена*».

ОИК верхнего уровня *АСДТУ ЦУС* включает:

- подсистемы баз данных реального времени (*БД РВ*);
- подсистемы задач диспетчерской службы (*ЗДС*);
- диспетчерский контроль и управление (*SCADA*);

- планирование режимов сети и т.д.;
- отображения информации (*ОИ*).

Структура и состав *ОИК* в *АСДТУ* могут быть различными в зависимости от функций и объема обрабатываемой информации, но при этом должна обеспечиваться способность полноценного решения всех задач, предусмотренных для данного *ЦУС РСК*.

Серверы (*АРМ*) представляют собой рабочие станции (*ПК*): инженеров технологов и диспетчеров, администратора и руководителей *ЦУС РСК*.

Подсистема сети передачи информации *СПИ* обоих уровней (см. *рис. V.7*) имеет в составе центральную приемопередающую станцию *ЦППС* с модемами в виде канальных адаптеров, оконечное оборудование связи, служащее для организации каналов *ТМ* и приема информации с нижнего уровня *ПС ПОЭС*, и обеспечивает:

- передачу телеинформации между *ОИК* соответствующего пункта диспетчерского управления (*ПОЭС* и *РЭС*) и между *ОИК* смежных уровней управления по двум взаиморезервируемым каналам;
- межуровневый обмен данными между *ОИК ЦУС РСК* и подсистемой *ССД* нижнего уровня *СКУЭТО ПС*.

Система контроля и управления электротехническим оборудованием подстанций (*СКУЭТО ПС*) включает в состав подсистемы нижнего уровня (см. *рис. V.7*): *АСКУЭ*, *АСУТП* и *ССД*. Подсистемы нижнего уровня *АСКУЭ* и *АСУТП* рассмотрены выше, далее рассмотрим подсистему сбора данных нижнего уровня *ССД*.

Подсистема *ССД* нижнего уровня в *СКУЭТО* подстанций *ПОЭС* включает: первичные измерительные преобразователи (*ПИП*); системы телемеханики на основе аналого-цифровых устройств; устройств связи с объектом или устройств сбора данных (*УСО/УСД*) на основе программируемых контроллеров, служащих для организации каналов *ТМ* и передачи информации на верхний уровень *АСДТУ ЦУС РСК*.

Подсистема *ССД* нижнего уровня обеспечивает надежное функционирование системы *АСДТУ РСК* при передаче с *ПС ПОЭС* первичной информации.

В *ССД* нижнего уровня *СКУЭТО* с целью оперативного контроля и управления подстанциями *110* и *35 кВ* должен быть предусмотрен мониторинг оборудования в режиме реального времени.

Отсюда следует, что *СКУЭТО* на основе подсистем *АСКУЭ*, *АСУТП* и *ССД* нижнего уровня *ПС* в *ПОЭС* решает следующие задачи:

- учет потребления электроэнергии на подстанциях;
- диагностика электротехнического оборудования;
- релейная защита;
- анализ информации, в первую очередь результатов регистрации аварийных процессов;
- контроль режима работы подстанций и его отображение для оперативного персонала;
- дистанционное управление электрооборудованием;
- автоматическое регулирование и аварийное включение резерва.

В итоге, *ИИС ЦУС РСК* (см. рис. V.7) на основе *АСКУЭ*, *АСТУ* и *АСДТУ* верхнего уровня и *СКУЭТО* с подсистемами *АСКУЭ*, *АСУТП* и *ССД* нижнего уровня подстанций обеспечивает:

- сбор первичной информации по параметрам технологических процессов и состоянию сетевого электрооборудования с привязкой по времени в соответствии с условиями и требованиями задач технологического управления;
- обработку информации с целью предоставления оперативному и другому персоналу оперативной, учетной и аналитической информации в текстовой, видеографической и аудиоформах согласно алгоритмам и сценариям задач технологического управления;
- хранение и архивирование информационных массивов первичной, результирующей, нормативно-справочной и другой информации в интересах

текущих процессов реального времени, а также для последующего использования при анализе событий;

- передачу управляющих воздействий на сетевое электрооборудование и системы автоматики;

- организацию информационного взаимодействия с системами верхнего ранга.

Таким образом, в интегрированной АСДТУ для решения задач сбора и обработки, хранения и передачи информации о состоянии коммутационного оборудования и режимных параметрах другого первичного оборудования должны быть использованы современные микропроцессорные средства верхнего ЦУС РСК и нижнего ПС ПОЭС уровней, поддерживающие стандартные протоколы информационного обмена в иерархической ИИС.

V.3.4. Иерархия диспетчерского управления

Архитектура ИИС определяется основными положениями по созданию автоматизированных систем и согласно [33,34,37,38] организуется в двухуровневой иерархической системе диспетчерского управления составом: интегрированная АСДТУ верхнего уровня РСК АСДТУ нижнего уровня ПОЭС, представленной в радиальной системе i, j, k -х координат ($i = 1, n$ по количеству ПОЭС; $j = 1, n$ – число РЭС; $k = 1, n$ – ряд ПС) (рис. V.7).

Интегрированная АСДТУ верхнего уровня РСК на базе средств ЦППС, ОИК и ДЩ представляет собой гибкую и универсальную структуру, отдельные подсистемы которой являются функционально законченными и могут использоваться независимо друг от друга в составе различных систем диспетчерского контроля и управления верхнего уровня.

ЦППС верхнего уровня РСК включает сервер сбора, передачи и предварительной обработки ТМ данных в двухмашинном дублированном варианте с обеспечением функций: приема/передачи и предварительной обработки информации от устройств ТМ в различных протоколах обмена;

формирование оперативной базы данных и информационный обмен с сервером *SCADA* и подсистемой коллективного отображения информации; обеспечение единого времени и синхронизации *ЦППС* и устройств *ТМ* на подстанциях и др.

V.3.5. Основные компоненты информационно-измерительных систем

Процессом функционирования *ИИС* (как и любой другой технической системы) является целенаправленное преобразование входной информации в выходную. Это преобразование выполняется либо автоматически комплексом технических средств (техническим обеспечением), либо совместно-оперативным персоналом и КТС в сложных *ИИС*, измерительно-управляющих системах.

Чтобы люди и комплекс технических средств могли функционировать оптимально, необходимы соответствующие инструкции и правила. Эту задачу выполняет *организационное обеспечение*.

Математическое, программное и информационное обеспечение входит в состав только *ИИС* с цифровым вычислительным комплексом.

- Математическое обеспечение — это модели и вычислительные алгоритмы.
- Программное обеспечение гарантирует конкретную реализацию вычислительных алгоритмов и алгоритмов функционирования системы, охватывает круг решений, связанных с разработкой и эксплуатацией программ.
- Информационное обеспечение определяет способы и конкретные формы информационного отображения состояния объекта исследования в виде документов, диаграмм, графиков, сигналов для их представления обслуживающему персоналу и *ЭВМ* для дальнейшего использования в управлении.

Всю систему в целом охватывает метрологическое обеспечение.

Технические средства *ИИС* состоят из следующих блоков:

- 1) множества первичных измерительных преобразователей (датчиков);
- 2) множества вторичных измерительных преобразователей;
- 3) множества элементов сравнения – мер;
- 4) блока цифровых устройств;
- 5) множества элементов описания – норм;
- 6) множества преобразователей сигнала, средств отображения, памяти и др.

Блоки $1 \div 6$ используют в *цифровых ИИС*; блоки 1, 2, 3 и 6 – в *аналоговых ИИС*.

При наличии в составе *ИИС ЭВМ* информация к *ЭВМ* может поступать непосредственно от устройств обработки и (или) хранения.

Каждому конкретному виду *ИИС* присущи многочисленные особенности, определяемые узким назначением систем и их технологически-конструктивным исполнением. Ввиду многообразия видов *ИИС* до настоящего времени не существует общепринятой их классификации.

Наиболее распространенной является классификация ИИС по функциональному назначению. По этому признаку *ИИС* реализуются в виде:

- измерительных систем (*ИС*);
- систем автоматического контроля (*САК*);
- систем технической диагностики (*СТД*);
- систем распознавания образов (идентификации) (*СРО*);
- телеизмерительных систем (*ТИС*).

Собственно *ИС* используются для различного рода комплексных исследований научного характера. Они предназначены для работы с объектами, характеризующимися до начала эксперимента минимумом априорной информации. Цель создания таких систем заключается в получении максимального количества достоверной измерительной информации об объекте для составления алгоритмического описания его поведения.

Обратная связь системы с объектом отсутствует или носит вспомогательный характер. Информация, полученная на выходе *ИС*, может использоваться для принятия каких-либо решений, создания возмущающих воздействий, но не для управления объектом. *ИС* предназначена для создания дополнительных условий проведения эксперимента, для изучения реакции объекта на эти воздействия. Следовательно, использование информации не входит в функции *ИИС*. Эта информация предоставляется человеку-оператору или поступает в средства автоматической обработки информации.

Для *ИС* характерны:

- более высокие по отношению к системам другого вида требования к метрологическим характеристикам;
- более широкий спектр измеряемых физических величин и в особенности их количество (число измерительных каналов);
- необходимость в средствах представления информации - это связано с тем, что основной массив информации с выхода систем передается человеку для принятия им решения об изменении условий проведения эксперимента, его продолжении или прекращении.

Поэтому определяющим требованием является неискаженное, наглядное и оперативное представление текущей информации с учетом динамики ее обновления и быстроедействия системы, обеспечивающее удобство восприятия и анализа человеком;

- большой объем внешней памяти для систем, в которых обработка и анализ результатов измерений выполняются после завершения процесса эксперимента с помощью набора различных средств обработки и представления информации.

Классификация *ИС* по функциональному назначению представлена на *рис. V.12*, где:

- "А" - *ИС* для прямых измерений, т. е. независимых измерений дискретных значений непрерывных величин;

- "Б" - статистические ИС, предназначенные для измерения статистических характеристик измеряемых величин;
- "В" - системы, предназначенные для отдельного измерения зависимых величин.

Наиболее распространены системы для прямых измерений. Входными в ИС для прямых измерений являются величины, воспринимаемые датчиками или другими входными устройствами системы. Задача таких ИС заключается в выполнении аналого-цифровых преобразований множества величин и выдаче полученных результатов измерения.

Измерительные системы

<i>«А»</i>	<i>«Б»</i>	<i>«В»</i>
<i>ИС для прямых измерений</i>	<i>Статистические ИС</i>	<i>Раздельное измерение зависимых величин</i>
<i>Многоканальные ИС</i>	<i>ИС для измерения параметров распределения случайных процессов</i>	<i>Многомерные ИС</i>
<i>Мультиплицированные ИС</i>	<i>Аппроксимирующие ИС</i>	<i>Сканирующие ИС</i>
<i>Корреляционные ИС</i>	<i>Многоточечные ИС</i>	<i>Системы спектрального анализа</i>

Рис. V.12. Классификация ИС по функциональному назначению

В рассматриваемых ИС основные типы измеряемых входных величин могут быть сведены либо к множеству изменяющихся во времени t величин $\{x_i(t)\}$, $i = 1, 2, \dots, n$, либо к изменяющейся во времени и распределенной по пространству S непрерывной функции $x(t, S)$. При измерении непрерывная функция $x(t, S)$ представляется множеством дискретных значений $x(t_i, S_j)$, $i=1, 2, \dots, n, j=1, 2, 3$.

Измерительные системы, производящие измерения дискретных значений функции $x(t, S)$, основаны на использовании многоканальных, многоточечных, мультиплицированных и сканирующих структур.

Многоканальные системы параллельного действия объединяются в один из самых распространенных классов измерительных систем параллельного действия, применяемых во всех отраслях народного хозяйства. Основные причины столь широкого распространения многоканальных ИС заключаются в возможности использования

стандартных, относительно простых, измерительных приборов, в наиболее высокой схемной надежности таких систем, в возможности получения наибольшего быстродействия при одновременном получении результатов измерения, в возможности индивидуального подбора *СИ* к измеряемым величинам. Недостатки таких систем – сложность и большая стоимость по сравнению с другими системами.

Мультиплицированные (с общей образцовой величиной) *ИС* имеют меньшее число элементов, чем многоканальные параллельные *ИС*, но несколько меньшее быстродействие. В этих системах измерительная величина сравнивается с линейно изменяющейся величиной. При фиксированных моментах начала развертки и равенстве x и x_k может быть определен интервал времени t_x , пропорциональный значению x_k . В многоканальной системе возникают трудности в разделении сигналов от элементов сравнения. В этом случае прибегают к специальным мерам.

В сканирующих *ИС* (*ИС* последовательного действия) – операции получения информации выполняются последовательно во времени с помощью одного канала измерения. Если измеряемая величина распределена в пространстве или собственно координаты точки являются объектом измерения, то восприятие информации в таких системах выполняется с помощью одного сканирующего датчика. Сканирующие системы находят применение при расшифровке графиков в медицине, геофизике, метрологии, при промышленных испытаниях, во многих отраслях народного хозяйства и при научных исследованиях затрачивается значительное время на измерение параметров графических изображений и представление результатов измерения в цифровом виде. Сканирование может выполняться непосредственно воспринимающим элементом или сканирующим лучом при неподвижном воспринимающем элементе. Такими элементами могут быть оптико-механические или электронно-развертывающие устройства. Недостаток систем – малое быстродействие.

Многоточечные *ИС* (*ИС* последовательно-параллельного действия) применяют в сложных объектах с большим числом измеряемых параметров. В этих системах при множестве датчиков имеется всего один измерительный тракт и измерительный коммутатор. Недостаток систем – пониженное быстродействие и точность за счет использования ключей коммутаторов.

По характеру взаимодействия системы с объектом исследования и обмена информацией между ними *ИИС* могут быть разделены на активные и пассивные.

Пассивные системы только воспринимают информацию от объекта, а активные, действуя на объект через устройство внешних воздействий, позволяют автоматически и наиболее полно за короткое время изучить его поведение. Такие структуры широко применяются при автоматизации научных исследований различных объектов.

В зависимости от характера обмена информацией между объектами и активными *ИИС* различают *ИС* без обратной связи и с обратной связью по воздействию. Воздействие на объект может осуществляться по заранее установленной жесткой программе либо по программе, учитывающей реакцию объекта.

В первом случае реакция объекта не влияет на характер воздействия, а, следовательно, и на ход эксперимента. Его результаты могут быть выданы оператору после окончания.

Во втором случае результаты реакции отражаются на характере воздействия, поэтому обработка ведется в реальном времени. Такие системы должны иметь развитую вычислительную сеть. Кроме того, необходимо оперативное представление информации оператору в форме, удобной для восприятия, с тем чтобы он мог вмешиваться в ход процесса.

Эффективность научных исследований, испытательных, поверочных работ, организации управления технологическими процессами с применением *ИИС* в значительной мере определяется методами обработки измерительной информации.

Операции обработки измерительной информации выполняются в устройствах, в качестве которых используются специализированные либо универсальные ЭВМ. В некоторых случаях функции обработки результатов измерения могут осуществляться непосредственно в измерительном тракте, т. е. измерительными устройствами в реальном масштабе времени.

В системах, которые содержат вычислительные устройства, обработка информации может производиться как в реальном масштабе времени, так и с предварительным накоплением информации в памяти ЭВМ, т. е. со сдвигом по времени.

При исследовании сложных объектов или выполнении многофакторных экспериментов применяются измерительные системы, сочетающие высокое быстродействие с точностью. Такие ИИС характеризуются большими потоками информации на их выходе. Значительно повысить эффективность ИИС при недостаточной априорной информации об объекте исследования можно за счет сокращения избыточности информации, т. е. сокращения интенсивности потоков измерительной информации. Исключение избыточной информации, несущественной с точки зрения ее потребителя, позволяет уменьшить емкость устройств памяти, загрузку устройств обработки данных, а следовательно, и время обработки информации, что снижает требования к пропускной способности каналов связи.

При проектировании и создании ИИС большое внимание уделяется проблеме повышения достоверности выходной информации и снижения вероятностей возникновения (или даже исключения) нежелательных ситуаций. Этого можно достичь, если на ИИС возложить функции самоконтроля, в результате чего ИИС способна осуществлять тестовые проверки работоспособности средств системы и тем самым сохранять метрологические характеристики тракта прохождения входных сигналов, проверять достоверность результатов обработки информации, получаемой посредством измерительных преобразований, и ее представления.

Все более широкое развитие получают системы, предусматривающие автоматическую коррекцию своих характеристик - самонастраивающиеся (самокорректирующиеся) системы.

Введение в такие системы свойств автоматического использования результатов самоконтроля – активного изучения состояния *ИИС* – и приспособляемое к изменению характеристик измеряемых сигналов или к изменению условий эксплуатации делает возможным обеспечение заданных параметров системы.

§ V.5. Особенности метрологического обеспечения *ИИС*

Любая самая совершенная и интеллектуальная *ИИС* должна быть метрологически корректной и удовлетворять требованиям системы обеспечения единства измерений в соответствии с государственными законодательными актами и международными нормативными документами *ISO*, *OIML* и др. Выделение *ИИС* в отдельную специфическую разновидность *СИ* обусловлено рядом их особенностей, порождающих специфику их *МО*.

Актуальными вопросами теоретической поддержки решения проблем *МО ИИС* являются: регламентация *МХ ИК*, экспериментальное определение и контроль *МХ*, прогнозирование и определение характеристик неопределенности измерений в соответствии с Руководством по выражению неопределенности измерений*, оценка характеристик точности программ обработки данных.

Развитие измерительной техники, в частности *ИИС*, используемых в составе *АСУ ТП*, усложнение измерительных задач и условий эксплуатации *СИ*, выдвигает новые требования к описанию свойств *СИ*, прежде всего, предназначенных для системного применения. Приборы, рассчитанные на применение в качестве самостоятельных *СИ*, для которых назначение класса точности однозначно определяло комплекс нормированных *МХ (НМХ)*, практически непригодны при синтезе *ИК ИИС*. Комплекс *НМХ* должен

выбираться так, чтобы по некоторой совокупности *СИ*, средств вычислительной техники и других устройств, образующих *ИК*, можно было определить *МХ* всего *ИК*. Интеллектуализация *СИ* и *ИИС*, т.е. включение в их состав микропроцессоров и *ЭВМ* с целью автоматизации обработки данных, выполнения обработки в режиме «*on-line*», управления процедурой измерений, приводит к растущему значению метрологического аспекта создания и использования алгоритмов и программ обработки данных.

Поскольку *ИИС* предназначены для решения тех или иных задач классифицирования, постольку возникает проблема распространения на конкретные области и на классифицирование в целом основных понятий и методов метрологии.

Результаты анализа основных особенностей *ИИС* и возникающих в связи с этим проблем *МО ИИС* приведены в табл. V.2.

Таблица V.2

Особенность <i>ИИС</i>	Основные проблемы <i>МО</i>
1 Многофункциональность	Обеспечение одновременного измерения ряда физических величин; построение обобщенных оценок на основе измерений большого числа параметров; вычисление комплексных параметров.
2 Наличие в составе системы <i>ЭВМ</i>	Решение задач, связанных с оценкой качества алгоритмов обработки вычислений

* *Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement: First edition – ISO, Geneva, Switzerland 1993 – 101 p.*

Особенность <i>ИИС</i>	Основные проблемы <i>МО</i>
3 Многоканальность	Оценка, уменьшение или исключение влияния каналов друг на друга
4 Неразрывная связь многих <i>ИИС</i> с объектом, на котором они эксплуатируются, невозможность снятия таких систем с объектов не нарушая его целостности	Решение проблем проведения метрологического обслуживания в условиях невозможности привязки используемых <i>СИ</i> к эталону путем перемещения <i>СИ</i> к месту дислокации эталона. Невозможность комплектной поверки <i>ИК</i> по условиям установки датчиков на объекте
5 Сложность описания объектов и их моделирования	Сложность учета влияния объектов на точность измерения в условиях дефицита исходной (априорной) информации
6 Агрегатный способ построения	Возможность исследования <i>ИИС</i> как законченного целого только на объекте
7 Распределенность компонентов и	Учет влияния на точность измерений

составных частей <i>ИИС</i> в пространстве	различных условий эксплуатации компонентов <i>ИИС</i>
8 Возможность изменения состава <i>ИИС</i> в процессе эксплуатации	Сложность регламентации требований к системам на момент их выпуска
9 Наличие динамических режимов измерения	Необходимость исследования динамических свойств системы и согласование их с объектом

Примеры:

– *ИИС* для научных исследований – системы, для которых характерно разнообразие измеряемых величин, сложность обработки информации, использование *ЭВМ* с большими объемами памяти;

– *ИИС* в составе систем контроля и испытаний сложных изделий (летательных аппаратов, транспортных машиностроительных объектов, двигателей) – характеризуются многоканальностью, разнообразием измеряемых величин, наличием в их составе устройств встроенного контроля *МХ*. В комплекс технических средств для статических испытаний летательных аппаратов входят *ИИС* местных деформаций, *ИИС* перемещений, нагрузок и т.д.;

– *ИИС* в составе *АСУ ТП* – характеризуются разнесенностью первичных преобразователей в производстве, протяженностью линий связи, привязкой к конкретному объекту (энергоблоков, энергосистем, химических производств и т.д.);

– *ИИС* в системах летных испытаний летательных аппаратов – содержат наземную и бортовую части, характеризуется наличием сложных связующих компонентов, наличием радиоканалов, средств хранения измерительной информации;

– *ИИС* в системах получения навигационной информации – характеризуются разнообразием измеряемых величин, применением сложных *СИ*, для которых не устанавливается тип и используются индивидуальные *МХ СИ*.

Вопросы для самоподготовки и контроля знаний

1. Проанализируйте, какие проблемы в области метрологического обеспечения возникают в связи с основными особенностями информационно-измерительных систем.
2. Чем отличаются активные измерительные системы от пассивных?
3. Дайте определение понятию «информационно-измерительная система».
4. Укажите назначение информационно-измерительной системы.
5. Укажите основные компоненты информационно-измерительных систем.
6. Как классифицируются измерительные системы?
7. Как классифицируются информационно-измерительные системы по функциональному назначению?
8. Охарактеризуйте существующие подходы к рассмотрению понятия информационно-измерительная система.
9. На что указывает двойное название по отношению к информационно-измерительным системам?
10. Проанализируйте особенности двух этапов в развитии измерительных систем.
11. Поясните, как измерительные функции в информационно-измерительных системах связаны с функциями анализа результатов измерений и их логической обработки.
12. Что является наиболее крупной структурной единицей информационно-измерительных систем?
13. Дайте определение, что такое измерительный канал, охарактеризуйте его структуру.
14. В чем заключается сложность в осуществлении государственного метрологического контроля и надзора по отношению к информационно-измерительным системам?
15. Как подразделяются информационно-измерительные системы:

- а) по области применения?*
- б) по способу комплектования?*
- в) по структурным признакам?*

16. Охарактеризуйте особенности компонентов информационно-измерительных систем.

17. Дайте определение понятию «измерительная информационная система».

18. Укажите назначение измерительной информационной системы.

19. Укажите основные компоненты информационно-измерительных и измерительных информационных систем.

20. Как классифицируются информационно-измерительные системы по функциональному назначению?

21. Как классифицируются измерительные системы? Чем отличаются активные измерительные системы от пассивных?

23. Что такое поверка средств измерений? Укажите основные виды поверок средств измерений.

ГЛАВА VI

КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ОСНОВЫ ЦИФРОВЫХ КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

§ VI.1. Базовые положения цифровизации российской экономики

Сегодня «*цифровизация*» практически становится синонимом конкурентоспособности. Внедрение цифровых решений кардинально меняет бизнес-процессы компаний, снижая их издержки и создавая новые более удобные сервисы для потребителей. Как следствие, возникают источники для новых дополнительных преимуществ на рынках.

Действующие на объектах *ТЭК* «интеллектуальные» технологии уже показывают успешные результаты. Они повышают точность геологоразведки и бурения скважин, сокращают количество ошибок при проектировании и эксплуатации отдельных промышленных элементов, заранее предупреждают о возможном выходе оборудования из строя, а также определяют время его предупредительного ремонта и техобслуживания. С масштабированием и тиражированием цифровых решений для отраслей *ТЭК* откроются еще большие возможности и экономические выгоды.

Наибольшее влияние «*цифровизация*» окажет на электроэнергетику [1,2]. Новые цифровые технологии не только повысят стабильность работы энергосистем, но и создадут возможности для развития распределенной генерации в масштабе от одной станции до целой сети с сотнями объектов, в том числе и на основе возобновляемых источников энергии – тем самым сформировав экосистему «*интернета энергии*»*, что, по оценкам экспертов, в результате внедрения новых методов мониторинга и прогностики состояния генерирующего и сетевого оборудования в разы снизит аварийность и потери электроэнергии.

*«*Интернет энергии*» — концепция, которая предполагает создание локальной энергетической инфраструктуры, в которую интегрируются производители и потребители в рамках которой они могут свободно обмениваться энергией.

Для начала необходимо научиться не ставить знак равенства между понятиями «*цифровизация*» и «*автоматизация*», что часто происходит.

«*Цифровизация*» – это не перевод бизнес-процессов в автоматический режим, это системный подход к использованию цифровых ресурсов для повышения производительности труда, конкурентоспособности и получения реального экономического эффекта.

Тенденции к созданию и использованию цифровых ресурсов в электроэнергетике, связанные с появлением цифровых счетчиков электроэнергии, развитием телекоммуникаций и «*интеллектуальных сетей*» (*smart grid*), предопределили возможность повышения «*эластичности потребления*» и привели к появлению концепции *Demand Response* (англ. *Demand Response* - управление спросом), которая подразумевает снижение энергопотребления конечным потребителем при определенных экономических сигналах рынка электроэнергии с получением экономической выгоды за осуществление такого снижения потребления.

Результаты достигаются созданием цифровой платформы – среды, в которой они взаимодействуют, а не простым тиражированием автоматизированных систем, оказывающих положительный эффект.

И еще одно замечание: при выработке стратегии «*цифровизации*» электроэнергетического комплекса необходимо найти обоснованный баланс между усилиями и ресурсами, направляемыми на «*цифровизацию*», используемыми для поддержки функционирования, эксплуатации и эволюционного развития существующих информационных технологий и оборудования (*SCADA*, *АСУ ТП*, микропроцессорных устройств, средств технологических защит и автоматики и т.п.). В этой связи, мероприятия национальной программы «*Цифровая экономика*» направлены на реализацию следующих ключевых направлений преобразования экономики и социальной сферы:

- формирование новой регуляторной среды отношений граждан, бизнеса и государства, возникающих с развитием «*цифровой экономики*»,

создание современной высокоскоростной инфраструктуры хранения, обработки и передачи данных;

- обеспечение устойчивости и безопасности ее функционирования, формирование системы подготовки кадров для *«цифровой экономики»*;

- поддержка развития перспективных «сквозных» цифровых технологий и проектов по их внедрению;

- повышение эффективности государственного управления и оказания государственных услуг посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений.

Очевидно, что в принятых названиях *«цифровая энергетика»*, как, впрочем, и *«цифровая экономика»*, указывается на инструментальную основу трансформации процессов экономики, энергетики, рынков и отраслей, но не на их суть. И это оказывает подходу к толкованию новых определений *«медвежью услугу»*, поскольку указанные выше термины часто рассматривают как модное обозначение того, что и так делалось в отрасли с момента массового прихода компьютерной техники в указанные отрасли, а *«цифровизацию»* считают просто синонимом *«автоматизации»*. Это в корне неверно, поскольку термины *«цифровая энергетика»* и *«цифровизация энергетики»* имеют свое уникальное смысловое наполнение.

Во-первых, эти термины появились в контексте формирования концепции *«цифровой экономики»* и имеет смысл рассматривать их только в такой связке.

Из определения *«цифровой экономики»* следует, что её предметом является экономическая деятельность, коммерческие *«транзакции»** и профессиональные взаимодействия, построенные на новых принципах за счет использования информационно-коммуникационных технологий.

* В рамках институциональной экономической теории под *«транзакцией»* понимают деятельность человека в форме отчуждения и присвоения прав собственности и свобод, принятых в обществе, которые осуществляются в процессе планирования, контроля за выполнением обещаний, а также адаптации к непредвиденным обстоятельствам.

Следовательно, сутью «цифровой энергетики» также является изменение и развитие совокупности производственных, экономических отношений в отрасли на основе цифровых подходов («цифровизации») и средств их реализации.

Во-вторых, основной задачей «цифровизации» энергетики целесообразно считать снижение растущих издержек интеграции распределенной энергетики и развития рыночных отношений («транзакций») в энергетике [2].

Иными словами, сутью «цифровой энергетики» является замена неэффективных, требующих рутинного участия людей, «транзакций» в области экономических, правовых и социальных отношений на основе компьютеризации, поскольку развитие «цифровых платформ» в любой области производственных отношений (*Uber, Airbnb, Amazon, CAINIAO, SmartCAT*, и т.д.) приводит к существенному сокращению «транзакционных» издержек, ускорению операционных циклов для её участников.

И энергетика здесь не является исключением. Например, концепция *Transactive Energy*, разрабатываемая *NIST (США)*, прямо указывает на «транзакции» в энергетике как основной предмет новых технологий и практик.

§ VI.2. Концептуальная модель интернета энергии

Современная энергетика претерпевает серьезные изменения ввиду многофакторного воздействия на неё окружающего мира, с которым она непосредственно связана (рис VI.1).

Важнейшей особенностью развития и изучения этой энергетики обусловленная компьютерными технологиями является модель интернета энергии [3]. Концептуальная модель «интернета энергии» опирается на представление об «энергетическом облаке» (рис. VI.2), введенном аналитиками компании *Navigant Research* [4].



Рис VI.1 Основные причины необходимости изменений в развитии энергетики

Согласно этому представлению интернет энергия является экосистемой технически и экономически взаимосвязанных пользователей. Пользователями интернета энергии могут быть владельцы любого электроэнергетического оборудования (промышленного, коммерческого, бытового), которое может генерировать, накапливать, потреблять и передавать электроэнергию, а также субъекты, оказывающие владельцам электроэнергетического оборудования различные услуги. Пользователь такой системы через интерфейсы интегрируется в нее и становится полноценным участником новых сервисов и бизнес моделей. Пулы оборудования, имеющего общую точку присоединения к электрическим сетям и информационным каналам, обеспечивающим связь с интернетом энергии, образуют его структурную единицу - энергетическую ячейку, которая вне зависимости от состава и сложности своей, внутренней структуры взаимодействует с другими энергетическими ячейками как единое целое.

Актуальность цифрового перехода в энергетике России, прежде всего, связана с необходимостью повышения эффективности использования энергетических мощностей, особенно в преддверии нового инвестиционного цикла.

Пакет архитектурно-технологических решений и новых практик интернета энергии является адекватным ответом на специфические российские вызовы.

Однако рассуждения про повышение эффективности, и даже про замещение топливных источников энергии на «зеленые» возобновляемые источники – это сценарии экстраполяции, отражающие «*продолженное настоящее*» в сложившихся условиях. Обсуждая потенциал новой технологической платформы в энергетике, парадигмы «*интернета энергии*» (*IDEA*), мы должны строить предположения о новых сценариях развития как техно-промышленного так и социокультурного уклада, жизнедеятельности общества.



Источник: Navigant Research.

Рис VI.2. Концептуальная модель интернета энергии, как «облачной энергетики» (*Energy Cloud*)

Пользователи «*интернета энергии*» при помощи своих энергетических ячеек могут играть различные динамически меняющиеся роли в энергосистеме, оказывая друг другу услуги, такие как поставка электрической энергии, участие в режимном управлении, в том числе в поддержании частоты и уровня напряжения, предоставление энергетического

оборудования в «виртуальную» аренду, обеспечение резерва мощности и любые другие виды услуг, которые могут быть оказаны в электроэнергетике.

Взаимодействие ячеек представляет собой энергетические «транзакции», которые формируют мультиагентное децентрализованное экономическое и технологическое управление энергосистемой.

«Энергетическая транзакция», схема которой показана на рис VI.3, – это акт технического и экономического взаимодействия между пользователями и соответствующими энергетическими ячейками, при котором осуществляется согласованное управление параметрами работы энергетических ячеек, за счет чего одна сторона «энергетической транзакции» приобретает некоторое полезное качество, ценность, а другая – получает оплату за эту ценность.

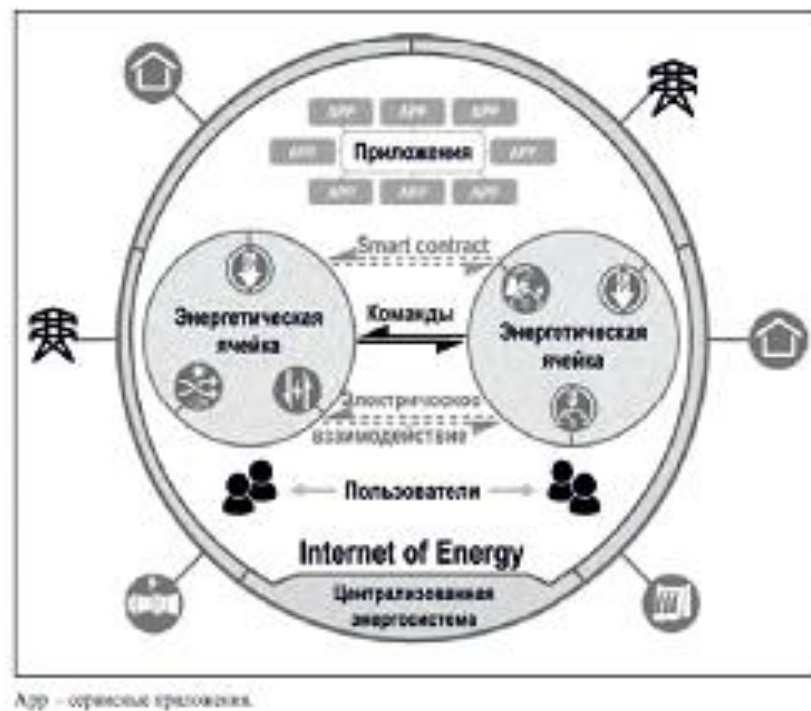


Рис. VI.3. Энергетическая транзакция в интернете энергии

В целях роботизированного оказания и получения этих услуг пользователи обращаются к приложениям интернета энергии. Приложения – это сервисные программы, самостоятельно выстраивающие взаимодействие

между энергетическими ячейками за счет формирования наборов «энергетических трансакций» для реализации тех или иных услуг.

Согласованная работа энергетических ячеек за счет сбалансированных рыночных взаимоотношений пользователей придает интернету распределенной энергетики характер экосистемы.

В 2017 г. в России стала активно формироваться и реализовываться политика перехода к цифровой экономике. Была разработана и утверждена Программа «Цифровая экономика Российской Федерации», началось формирование отраслевых программ цифрового перехода, в том числе в сфере энергетики. Президентом РФ В.В. Путиным 07 мая 2018 г. был подписан Указ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года». В Указе предельно концентрированно определены приоритеты по цифровому преобразованию экономики страны, включая конкретно и отрасли энергетики. В экспертно-аналитическом докладе «Цифровой переход в электроэнергетике России», подготовленном Центром стратегических разработок при участии экспертов направления «Энерджинет» [4], национальной технологической инициативы, были проанализированы вызовы и перспективы технологического развития российской электроэнергетики и сформированы предложения по повышению ее конкурентоспособности. В частности, в докладе сделаны выводы о том, что существующий технологический уклад в электроэнергетике достиг предела своей эффективности и в перспективе пяти лет в ряде сфер, где потребители предъявляют более высокие требования к надежности, качеству, доступности, экологичности энергоснабжения, будет иметь меньшую конкурентоспособность по сравнению с решениями новой, современной цифровой энергетики.

Основные изменения затронут отраслевые программы электроэнергетики, базирующиеся на инфраструктуре распределительных сетей 110 кВ и ниже. Структурные и технологические особенности построения энергосистем будут напоминать интернет, поэтому новый подход

часто называют «интернет энергии» (*Internet of Energy*). Таким образом, в энергетической политике России предлагается осуществить маневр по развитию розничного сегмента электроэнергетики на принципах «интернета энергии».

Процессы трансформации энергетики, которым многие аналитики склонны приписывать революционный характер, многогранны. И часто, как мудрецы, изучающие с разных сторон слона, эксперты видят только отдельные аспекты новой энергетики, выдавая их за целое.

Например, сторонники борьбы с изменением климата уделяют основное внимание масштабному развитию ВИЭ, а апологеты «цифровизации» предпочитают видеть только процессы перехода к цифровым двойникам и системам интеллектуального управления. Наиболее целостное представление о трансформации энергетики дается в концепции «3D» (*Decarbonization, Decentralization, Digitalization*).

Decarbonization (декарбонизация) это переход к экологически чистой «безуглеродной» экономике и энергетике, проявляющийся в увеличении доли ВИЭ в энергетическом балансе, электрического транспорта и отказе от ископаемых топлив.

Decentralization (децентрализация) – переход к территориально распределенной электроэнергетике с большим числом разно уровневых генераторов и потребителей, выражающийся в росте доли присоединенной к распределительным сетям, относительно маломощной и разнообразной по своему характеру генерации; появлении «просьюмеров» (англ. *prosumer*, от *professional*, либо *producer+consumer*) нового типа, профессиональных потребителей (либо производителей-потребителей), то есть субъектов электроэнергетики, которые являются одновременно и производителями и потребителями электроэнергии. Появление «просьюмеров» - активных потребителей, обладающих возможностью гибко, в том числе по удаленным командам, изменять профиль своего потребления из сети.

Digitalization (дигитализация) – переход к повсеместному, широкому применению в электроэнергетике цифровых управляемых устройств, подключенных к информационным сетям Интернета, на всех уровнях энергосистемы от устройств генераторов и электрических сетей до конечных, в том числе бытовых, потребителей электроэнергии, что обеспечивает возможность реализации интеллектуального управления энергосистемами, основанного на межмашинном (*M&M, IoT*) взаимодействии.

Необходимо исходить из того, что «*цифровизация*» в энергетике – это, прежде всего, создание новых бизнес моделей, сервисов и рынков с опорой на возможности цифровой экономики.

Простой пример из другой отрасли - создание автоматизированной системы диспетчерского управления таксопарком, это автоматизация, а вот *Uber*, который предоставляет новую бизнес-модель той же услуги, вообще не являясь таксопарком и не владея ни единой машиной, но делая это дешевле и удобнее – это «*цифровизация*».

Аналогично в цифровой энергетике важно определить новую бизнес-модель, потенциал которой открывается за счет пронизывающих коммуникаций, межмашинных взаимодействий, цифрового моделирования. В мире наработано уже немало таких бизнес моделей: агрегаторы спроса, виртуальные электростанции, виртуальное распределенное накопление энергии, энергетическое хеджирование и прочее.

Характерным признаком цифровой экономики и энергетики является их «*киберфизический*» характер. Он становится возможен, когда «*умные*» машины начинают формировать и использовать цифровые модели физического мира. Именно это обеспечивает самостоятельность принятия машинами решений в режиме, близком к реальному времени. Иногда кажется, что для новых бизнес моделей цифровой энергетики достаточно появления средств информирования человека, который все же будет сам принимать решения. Но экспериментальные проекты показали, что люди

через некоторое время перестают интересоваться новыми моделями поведения, предъявляющими к ним слишком высокие требования участия.

Необходимо, чтобы инициативу перехватили «киберфизические» системы, способные самостоятельно принимать оперативные решения без участия человека. Для этого машины должны руководствоваться не стандартами и жесткими алгоритмами, а целями, заданными людьми, и цифровыми моделями фрагментов реального мира.

Следующим, но не последним по значимости признаком цифровой экономики и энергетики является освобождение человека от машинных функций, появление новых более креативных форм занятости. Еще в дискуссиях 60-х годов прошлого века обсуждалось, что смысл кибернетического (цифрового) перехода не в том, чтобы сотворить машину, которая была бы умнее, сильнее и совершенней человека, а в том, чтобы самого живого человека снова сделать умнее и сильнее всего того созданного им мира машин, который вышел из-под его контроля и поработил его. Задача в том, чтобы превратить человека из сырья и средства технического прогресса, из детали производства ради производства в высшую цель этого производства, в самоцель. А это означает, что проект в сфере цифровой энергетики, это всегда появление нового подлинно человеческого труда с большой долей научного, технического, художественного, социального творчества.

Часто цифровой переход называют новой технологической революцией. Но было бы странно революцией называть явления и процессы, давно ставшие обыденностью. Автоматизация производственно-технологических и управленческих процессов является величайшим достижением второй половины XX века. АСУТП электростанций, системы диспетчерского управления, автоматика активных энергетических устройств, системы автоматизации бухучета и делопроизводства – все это важные и актуальные направления эволюции отрасли. Но это не новая технологическая революция, не цифровая экономика, не цифровая энергетика. В изменении на

новых основаниях способа в организации экономических отношений, приводящем к эффективному вовлечению в оборот миллионов новых субъектов и стоящих за ними «умных» машин, должен состоять новый качественный скачок.

«Цифровизации» в первую очередь будут подлежать не технические системы и внутренние бизнес процессы, а отношения между людьми, компаниями и общественными институтами.

§ VI.3. Архитектура цифровой энергетики

Парадигма, описывающая цифровой переход в энергетике, носит название интернет энергии. Под разными именами (*Internet of Energy*, *Transactive Energy*, *Energy Cloud*, *FREE DM Systems*) эта парадигма разрабатывается, тестируется и проходит апробацию в разных странах мира. Она является основой для формирования архитектурно технологического видения в направлении «Энерджиинет» Национальной технологической инициативы и выступает основой для ведущейся в настоящее время разработки *IDEA (Internet of Distributed Energy Architecture)*.

VI.3.1. Цели построения архитектуры интернета энергии

Традиционная централизованная архитектура электроэнергетики в значительной степени исчерпала свой потенциал эффективности и в условиях новых вызовов, стоящих перед энергетикой, не может считаться более эффективной и оптимальной. Такими вызовами являются:

- изменение характера спроса потребителей, рост разнообразия их требований и переход к «цифровому» спросу;
- падение эффективности энергетики, низкая загрузка сетевых и генерирующих мощностей и рост издержек в энергосистемах;
- энергетический переход («3D»): быстрое распространение ВИЭ, распределенной энергетики, новых бизнес моделей и сервисов, базирующихся на использовании цифровых технологий;

– освоение незаселенных и инфраструктурно неразвитых территорий, потребность в эффективном энергоснабжении удаленных и изолированных территорий.

Реализованная в существующих энергосистемах большинства стран мира централизованная архитектура энергетики с однонаправленными потоками электроэнергии от крупной генерации к распределенным потребителям, единым иерархичным рынком электроэнергии и диспетчерским управлением, унифицированными до уровня стандартов ролями в энергосистеме и уровнями качества электроснабжения не способна эффективно ответить на указанные выше вызовы.

Удовлетворить указанным требованиям сможет в основном только распределенная электроэнергетика с децентрализованным управлением и рынками, а также широким вовлечением всех пользователей энергосистем в процесс управления ими. Малая генерация, системы накопления энергии, регулируемая нагрузка конечных потребителей, интегрированные между собой и с централизованной энергосистемой, представляют собой неиспользованный до сих пор ресурс для повышения эффективности энергосистем.

Распределенная энергетика повышает эффективность энергосистемы за счет снижения потребности в присоединенной мощности, появления локальных самобалансирующихся объединений генераторов и потребителей малой мощности, вовлечения энергетических активов конечных пользователей в процессы управления энергосистемой, придающей ей гибкость. Но в существующей архитектуре масштабное развитие распределенной энергетике сталкивается с ростом издержек разного типа:

- *«транзакционные»* издержки коммерческого взаимодействия, растущие при росте числа участников *«транзакций»*;
- капитальные затраты на информационную интеграцию оборудования в контуры управления;

– капитальные и инжиниринговые затраты на интеграцию оборудования в электрические сети, издержки обеспечения системной устойчивости.

В новой архитектуре распределенной энергетики эти издержки должны сводиться к минимуму, а сама распределенная энергетика должна повысить эффективность работы энергосистем в целом.

Энергосистема, построенная по новой архитектуре, должна стать:

– *«Трансакционной»*. Экономическое взаимодействие между пользователями будет, происходить на основе позволяющих реализовать многообразие пользовательских энергоролей и сервисов, предоставляющих нужные им *«кастомизированные»* ценности;

– *Интеллектуальной*. Управление системой за счет межмашинного взаимодействия между ее элементами, при котором каждый элемент может самостоятельно принимать решение о реализации того или иного режима своей работы и воздействии на систему, обеспечит легкость интеграции (*Plug&Play*) энергетических устройств пользователей в контуры управления различных сервисов;

– *Устойчивой и гибкой*. Будет обеспечена легкость технического соединения устройств с сетью при гарантированном поддержании статической и динамической устойчивости системы.

Архитектура интернета энергии должна обеспечивать, с одной стороны, возможность реализации энергетических трансакций, с другой – возможность управления энергетическими ячейками за счет межмашинного взаимодействия, наконец, обеспечивать возможность такого распределенного режимного управления в реальном времени, которое позволяет поддерживать баланс мощности в энергосистеме, ее статическую и динамическую устойчивость.

Интернет распределенной энергетики представляет собой систему систем (*System of Systems, SoS*), архитектура которой строится на особом

объединении трех систем, границы и взаимодействия которых друг с другом показаны на *рис. VI.4*:

- системы формирования, контроля исполнения и оплаты смарт-контрактов *Transactive Energy (TE)*;
- системы межмашинного взаимодействия и обмена управляющими воздействиями между энергетическими ячейками и энергетическим оборудованием *Internet of Things (IoT)*;
- системы поддержания баланса мощности и обеспечения статической и динамической устойчивости энергосистемы *Neural Grid (NG)*.

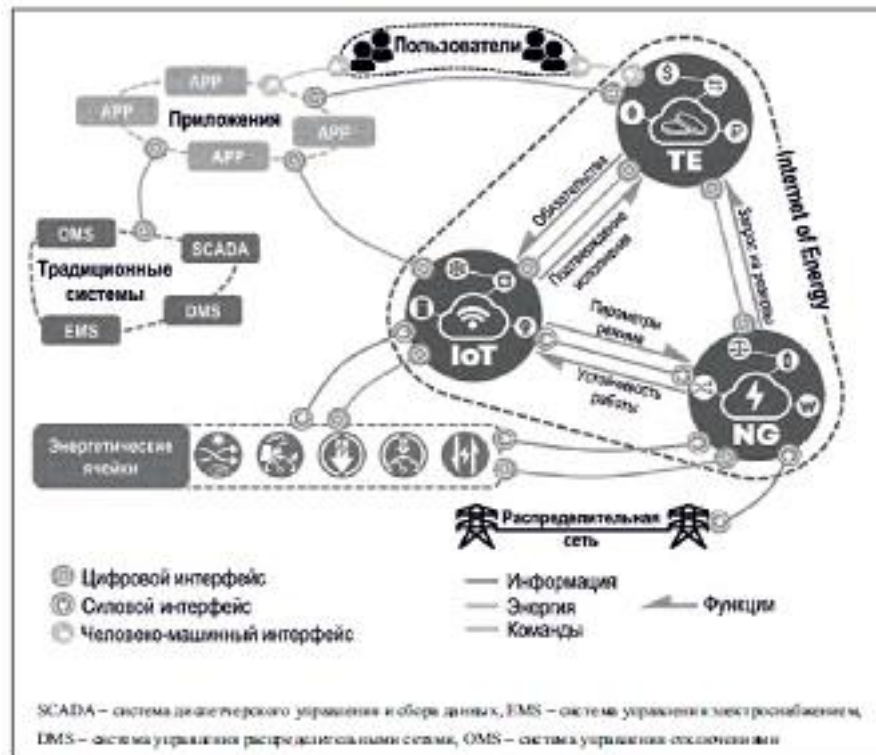


Рис. VI.4. Архитектура интернета энергии как системы: границы систем и взаимодействия между ними

Каждая из перечисленных систем может быть развернута самостоятельно и выполнять свою функцию независимо от других систем, но только совокупность взаимосвязанных и взаимодействующих по специальным протоколам систем *TE*, *IoT* и *NG* формирует «интернет энергии».

Разрабатываемый в рамках Национальной технологической инициативы архитектурно-технологический подход к организации электроэнергетики *IDEA* является ответом на актуальные вызовы сегодняшнего дня и выражает суть цифровой трансформации в энергетике.

Архитектура «интернета энергии» вбирает в себя все основные технологические новации складывающегося техно-промышленного уклада и может служить базой для масштабного развития новых и/или качественно изменяющихся практик производства, транспорта, жизнедеятельности.

В отношении электроэнергетики, прежде всего, это обеспечение национальной безопасности и гарантированное удовлетворение потребностей российской экономики и граждан в обеспечении электроэнергией через поддержание и развитие национального энергетического комплекса.

«Цифровизация» электроэнергетики должна охватывать следующие основные уровни:

- создание единого информационного поля, включая единую концептуальную информационную модель всей энергосистемы; единую матмодель, как язык взаимодействия; единые регистры объектов; единую систему идентификации; набор единых задач ориентированных классификаторов и справочников;
- создание единой распределенной технологической среды взаимодействия, построенной по сетевому центрическому принципу с распределенным хранением данных.

Среда с такой архитектурой обеспечивает:

- максимальную живучесть сети управления и возможность принятия решений по единым принципам на всех уровнях управления (децентрализованный интеллект и децентрализованное управление), а также дает основу горизонтальной и вертикальной интеграции между компаниями электроэнергетики, удаленными друг от друга объектами и всеми заинтересованными участниками взаимодействия на протяжении всей цепи

создаваемой стоимости. Она поддерживается едиными принципами построения, стандартами взаимодействия политиков при работе с данным;

– трансформацию существующих моделей управления для максимизации положительных эффектов за счет использования возможностей цифровых технологий, ускорения обмена данными и повышения прозрачности и достоверности информации.

Основным инструментом новых моделей управления должны стать системы поддержки принятия решений для задач разного уровня, обеспечивающие анализ информации с использованием технологий искусственного интеллекта, больших данных и т.п.

Одним из наиболее приоритетных вопросов в настоящее время является подготовка и утверждение национальной стратегии цифрового преобразования электроэнергетики. Частично основные направления данной стратегии заданы в *Указе Президента РФ от 07.05.2018 № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года»*. Перед отраслью поставлены задачи осуществления преобразования энергетической инфраструктуры посредством внедрения цифровых технологий и платформенных решений, а также гарантированное обеспечение доступной электроэнергией, в том числе за счет внедрения интеллектуальных систем управления электросетевым хозяйством на базе цифровых технологий.

Как отмечается в экспертно-аналитическом докладе Центра стратегических разработок *«Цифровой переход в электроэнергетике России»* [4], во многих развитых странах мира реализуются сценарии, трансформирующие электроэнергетику на базе клиентоцентричных распределенных архитектур энергосистем (данное направление принято называть *Energy Transition – энерготранзит*). Данный переход ориентирован на масштабное использование распределенной возобновляемой энергетики, вовлечение частных инвестиций и формирование децентрализованных рынков. Он также подразумевает интеллектуализацию инфраструктуры и

переход потребителей к активным, «*просьюмерским*» моделям поведения, когда потребители превращаются в поставщиков электроэнергии.

Вместе с тем, вызовы для российской электроэнергетики имеют свои особенности, что связано с избытком традиционных топливно-энергетических ресурсов, большой и протяженной территорией с низкой плотностью населения, специфическими социально-экономическими факторами. В то же время существует и ряд проблем, возникающих при переходе к цифровой энергетике. Все проблемы, связанные с цифровой трансформацией энергетики, то есть с реализацией и применением в России интегрированных интеллектуальных энергетических систем в целом и информационно-телекоммуникационных технологий в частности, можно условно разделить на три класса: когнитивные и управленческие проблемы, научные и технологические ограничения и кадровые проблемы.

К когнитивным и управленческим проблемам можно отнести:

- Отсутствие концепции и целевого видения на государственном уровне, что выражается в дисбалансе между стратегическими целями государства и реализуемыми тактическими задачами на уровне отдельных министерств и энергетических корпораций.
- Отсутствие механизма согласования интересов между всеми субъектами.
- Отсутствие законодательной базы: действующие нормативно-правовые акты и нормативно-техническая документация не учитывают возможности и не стимулируют применение цифровых технологий.
- Отсутствие экономических стимулов для перехода к цифровой энергетике, финансирование старых технологий и имитация инновационной деятельности.

На эти проблемы накладываются научные и технологические ограничения:

- дефицит научных исследований и доступных прикладных технологических решений в области цифровой энергетики;

- отсутствие единой терминологии, детальной концепции и архитектуры цифровой энергетики;
- отсутствие цифровых устройств на энергетических объектах в достаточных количествах, что ухудшает наблюдаемость энергетической системы в целом;
- отсутствие доверенной среды передачи технологических данных;
- отсутствие единой согласованной методики оценки эффекта от внедрения элементов цифровой энергетики.

В свою очередь всё это усугубляется кадровыми проблемами:

- существующий дефицит кадров связан, в первую очередь, с отсутствием механизмов подготовки и перераспределения кадров;
- недостаточный уровень образования и квалификации, отсутствие практических знаний персонала и исполнителей для перехода на цифровые технологии;
- отсутствие проблемно-ориентированных профессиональных сообществ: ученых, инженеров и др., в которых бы велись обсуждения проблем и перспектив применения цифровых технологий в области энергетики.

§ VI.4. Измерительно-информационные компьютерные системы

Компьютерные измерения – что это такое? [5]. Существует ли разница между измерениями с помощью обычных измерительных устройств и компьютером?

В этой области наиболее известны достижения компании «*National Instruments*». Ориентируясь на возможность свободного доступа западного потребителя к широкому спектру контрольно-измерительных приборов, оснащенных интерфейсом *GPIB (IEEE-488)*, эта компания предложила на рынке программные средства, эмулировавшие на экране *ПК* монитор измерительного прибора и позволявшие управлять процессом измерений с

клавиатуры *ПК*. При этом сбор информации этим же *ПК* и возможность построения программной связи между процессами управления измерениями, сбора данных и их обработки позволили создать из них единый «технологический» цикл.

Такая ситуация создала предпосылки для представления о «*виртуальном приборе*», как о программе, объединяющей в единое целое измерительный прибор, компьютер и процесс сбора и обработки данных. То есть, любой компьютер, в том числе и персональный компьютер, может превратиться в мощный измерительный комплекс, если его снабдить одним или несколькими аналоговыми входами. Единственно, чего не может сделать компьютер - непосредственно измерить и обработать аналоговый сигнал. Для решения этой проблемы существуют аналого-цифровые преобразователи (*АЦП*).

Устройства, с помощью которых аналоговые и/или цифровые данные вводятся в компьютер или выводятся из него называются устройствами ввода/вывода (*УВВ*) или платами сбора данных (*ПСБ*).

Собственно «*виртуальный прибор*» представляет собой более или менее сложное *программное обеспечение*, установленное на компьютер, и некое «*интерфейсное устройство*», позволяющее компьютеру получить доступ к тем, физическим величинам и процессам, которые он должен будет обрабатывать. Как правило, в качестве такого интерфейса выступает аналого-цифровой преобразователь с одним или несколькими входами, возможно, снабженный устройством нормирования входного сигнала. А на экране виртуального измерительного прибора, как правило, представляется сложная, насыщенная картинка, на которой есть и кнопки, и различные индикаторы, и шкалы, и даже осциллографические экраны. Возможности графических интерфейсов типа *Windows* обеспечивают гораздо более широкую область применения, чем может иметь обычный измерительный прибор, - не говоря уже о потенциальном использовании принтеров, дисковых накопителей, а также модема, подключенного к *Internet*.

VI.4.1. Задачи и возможности компьютерных измерений

Рассмотрим принципы ввода, обработке и регистрации или вывода аналоговых сигналов в компьютер, подключения к нему специализированных и обычных измерительных устройств и датчиков для создания всевозможных информационно-измерительных и управляющих систем.

Компьютер (обычно *IBM*-совместимый, настольный или портативный) как центральный орган любой виртуальной измерительной системы выполняет прежде всего функции интерфейса «человек - объект измерения».

Экран любого монитора дает гораздо больше возможностей для индикации, чем экран осциллографа (будь тот даже запоминающим), и, разумеется, экран монитора значительно больше, чем дисплей *мультиметра*.

Клавиатура и особенно *мышь* удобнее в работе, чем кнопки, а *принтер* - даже простейший - предоставляет неоценимые возможности для вывода результатов на бумагу. Кроме того, компьютер обладает большой вычислительной мощностью, которую можно использовать для того, чтобы применить различные виды обработки результатов измерений: нормирование (приведение шкалы), линеаризацию, временную привязку, вычисление статистических показателей и т.д. Наконец, *дисковый накопитель* будет очень удобен для накопления больших объемов данных с целью их последующей обработки, архивирования или передачи по линиям связи с помощью модема. Измерение физических параметров, таких как напряжение, ток, температура или давление, предполагает точную оценку аналоговых величин. Компьютер же работает исключительно с дискретными величинами. Следовательно, процесс превращения *ПК* в виртуальный измерительный прибор предполагает подключение аналого-цифрового преобразователя (*АЦП*).

Компьютер может управлять *АЦП* либо через последовательный или параллельный порты или через карты *PCMCIA*, либо непосредственно через

шины *ISA*, *PCI* и др., если аналого-цифровой преобразователь выполнен в виде платы расширения. Первый вариант гарантирует максимальную простоту и дешевизну, а при использовании второго можно получить отличные характеристики, но только за счет сложности и высокой цены.

Интерфейсное устройство также может выполнять и другие необходимые функции, например, гальваническую развязку источников сигналов от цепей ПК, согласование сигналов, формируемых некоторыми типами датчиков, по импедансу, напряжению, полярности и т.д., а также коммутацию нескольких входных каналов.

Область применения виртуального прибора практически полностью определяется характеристиками программного обеспечения, в то время как характеристики интерфейсных устройств в большинстве случаев вполне понятны пользователю. Промышленные изделия подобного рода почти всегда используются при работе с более или менее развитым графическим интерфейсом (кстати, не всегда под *Windows*), позволяющим выбрать какой-либо режим с помощью клавиатуры или мыши через различные меню.

Виртуальных приборов в одном компьютере может быть несколько. Причем, все необходимые приборы находятся на одном компьютере и могут быть использованы инициализацией программного обеспечения на компьютере, как это обычно делается в *Windows*.

Таким образом, устройства на основе компьютера предлагают не просто повторение стандартных измерительных функций обычных приборов, но обладают гибкостью для расширения их функций, наиболее полно и оптимально удовлетворяющих требованиям конкретной решаемой задачи.

Общая теория разработки и создания аппаратно-программных средств обеспечения компьютерных измерений описана в работах профессора Ю.П. Пытьева [6,7,8]. Показано, что решающим ограничивающим фактором в большинстве задач по обработке сигналов является шум [7], от которого существенным образом зависят качество и режимы работы алгоритмов обработки: поиска, сравнения, распознавания и т.д.

Оптимальными, с точки зрения помехозащищенности для кусочно-постоянных изображений (именно с такими изображениями и имеет дело цифровая техника) с аддитивным *Гауссовским* шумом, являются морфологические методы.

Широкому применению морфологических алгоритмов в прикладных задачах обработки изображений, как показано в работе [8], препятствует относительно высокая трудоемкость вычислений, так как среднее количество операций при обработке пропорционально количеству элементов раstra на исследуемом изображении, которое хранится в ЗУ одновременно с эталонным изображением, а поскольку реальные изображения задаются матрицами с числом элементов порядка 10^6 и хранятся во внешней памяти, то трудоемкость увеличивается еще и за счет постоянных обменов между внешними носителями и оперативной памятью решающего устройства.

Однако, высокая помехозащищенность морфологических алгоритмов, в основе которых лежат интегральные преобразования, определяется именно большим числом элементов раstra, поэтому среднее число ошибок в работе алгоритма уменьшается с ростом размера матрицы. Это обстоятельство позволяет искать пути повышения эффективности морфологических алгоритмов обработки информации в матричном представлении, в том числе изображений, на основе достижения компромисса между трудоемкостью алгоритма и его помехозащищенностью, которая в ряде задач оказывается избыточной, что особенно характерно для времяимпульсных лучевых сканирующих измерительных систем.

В основе теории статистических решений лежат понятия расстояния и мер близости, в свою очередь базирующиеся на определенных допущениях относительно характера соответствующих распределений, но при решении реальных задач информационное содержание данных измерений оказывается недостаточным для определения этих распределений с приемлемой точностью или реальные распределения сильно отклоняются от их идеализированных теоретических моделей.

Вместе с тем, развитие средств обеспечения компьютерных измерений позволяют существенно сократить время затрачиваемое на измерения, осуществлять настройку систем управления, например, процессами обработки и добиться снижения себестоимости при одновременном снижении затрат на ТК и повышение точности а, следовательно, и качества машин, как это показано в работах [9,10,11,12,13]. Показано, что аппаратно-программные средства компьютерных измерений обеспечивают все необходимое информационное обслуживание производства, решая задачи автоматического сбора, представления, передачи, запоминания, регистрации и обработки сообщений.

Независимо от назначения и конкретного применения общее требование к компьютеризованным средствам технического контроля состоит в том, чтобы исходное, обычно аналоговое измерительное сообщение, передаваемое в реальном масштабе времени каждым устройством, могло быть восстановлено у адресата с заданной точностью (даже если такое восстановление при обработке на ЭВМ фактически не делается), чем обеспечивается качество принимаемых управляющих решений.

В общем случае на вход любого устройства поступает аналоговый сигнал, который рассматривается как отдельная реализация случайного процесса, объединяющего множество сообщений с выхода датчика во всех возможных экспериментах. В цифровой системе каждое сообщение дискретизируется по времени или координате, квантуется по уровню и кодируется. Исходное аналоговое сообщение может быть восстановлено по сформированной цифровой модели сообщения с допустимой погрешностью, если известно математическое описание явлений, формирующих процесс измерения.

Приборы, и традиционные, и виртуальные, выполняют одинаковые функции, они обеспечивают ввод/вывод, анализ данных и визуализацию результатов.

Главное различие между виртуальными и традиционными приборами в гибкости подхода к построению измерительных систем. Портативные компьютеры (типа *Notebook*) расширяют возможности и сферу применения мобильных измерительных устройств [6].

Если сравнивать возможности компьютерных и стационарных приборов, можно выделить несколько основных преимуществ цифровых средств:

- настраиваемый пользовательский интерфейс, удобный оператору, а не фирме-изготовителю;
- богатейшие возможности по представлению различной информации;
- возможность адаптации к изменяющимся условиям измерения;
- быстрый учет и архивирование статистики предыдущих измерений;
- работу в реальном времени для быстропротекающих процессов;
- размеры записи сигналов в реальном времени практически не ограничены;
- расширенный специализированный анализ измерительной информации;
- язык интерфейса можно быстро программно изменить на нужный;
- быстрый отклик на изменения условий в процессе управления или измерения.

Метрологические параметры и функциональные возможности таких приборов определяются в первую очередь параметрами и функциональными возможностями плат сбора данных, используемых в компьютере.

VI.4.2. Элементы компьютерных измерительных средств

Выпускаемые устройства ввода/вывода можно разбить на несколько групп:

- измерительные платы АЦП и ЦАП;
- цифровые ТТЛ-совместимые платы;
- дополнительные согласующие устройства.

Теперь в зависимости от поставленной задачи вы подбираете для компьютера необходимый набор устройств.

Существует множество фирм, как в России, так и за рубежом, выпускающих широкий спектр различных аппаратно-программных средств для компьютерных измерений. Это АО *"Инструментальные системы"*, Центр АЦП *"Руднев-Шуляев"* и *L-Card* в России, *National Instruments* в США и т.д.

Оснащая свой компьютер платами сбора данных (*ПСД*) или устройствами ввода/вывода (*УВВ*), вы получаете и осциллограф, и спектроанализатор, и вольтметр, и генераторы самых разных применений. Характеристики этих виртуальных приборов определяются только техническими параметрами выбранной *ПСД*.

Фактически мы получаем универсальный виртуальный осциллограф с расширенными функциями.

Измерительные платы фирмы Центр АЦП *"Руднев-Шуляев"* позволяют превратить *ПК* в функциональный генератор и генератор монохроматического гармонического сигнала одновременно. Частотный и динамический диапазоны определяются выбранным устройством.

Из всех выпускаемых плат фирмой Центр АЦП *"Руднев-Шуляев"* наиболее полно вобрали в себя возможности виртуальных приборов платы - *2ЦАПн15* и – *ЦАПн10*, которые могут заменить сразу несколько стационарных приборов.

Цифровые *ТТЛ*-совместимые *ПСД* позволяют получать *ПК* информацию от стендового оборудования и периферийных цифровых устройств и передавать управляющие *ТТЛ* сигналы на внешние по отношению к *ПК* устройства. В плате *ЛА-32Д* введены цифровые линии: по *16* на ввод и вывод информации. Предусмотрено независимое стробирование на ввод и вывод информации.

Дополнительные измерительные *ПСД* дают возможность корректно и удобно соединить источники внешних сигналов с устройствами,

встроенными в ПК. Это многоканальные фильтры, устройства синхронных выборок/хранения, аналоговые мультиплексоры, платы реле, платы различных преобразователей и расширитель шины IBM PC.

Ремонт устаревших стационарных приборов обходится примерно столько же, сколько стоимость всего виртуального прибора. Быстрая адаптация виртуального прибора к условиям эксперимента и возможность использовать один такой прибор в разных применениях делает виртуальный прибор единственной реальной возможностью для решения технической или научной задачи с минимальными затратами. В принципе, можно рассчитывать на то, что виртуальный прибор предоставит своему владельцу гораздо более широкие возможности, причем по цене будет сравним с классическим измерительным прибором, имеющим тот же уровень технических характеристик. Основанная на этом принципе обобщенная структура компьютерной измерительной системы представлена на *рис VI.5*.



Рис VI.5. Обобщенная структурная схема компьютерно-измерительной системы

В настоящее время сформировалось новое направление в метрологии и радиоизмерительной технике, связанное с развитием компьютерно-измерительных систем (КИС) и их разновидности – виртуальных измерительных приборов. Компьютерно-измерительная система обязательно

включает в себя компьютер, работающий в режиме реального масштаба времени или, как теперь принято говорить, в режиме «*on-line*».

В последние годы персональные компьютеры используются не только как вычислительные средства, но и как универсальные измерительные приборы. Компьютерно-измерительные системы на основе персонального компьютера заменяют стандартные измерительные приборы (*вольтметры, осциллографы, анализаторы спектра, генераторы и пр.*) системой виртуальных приборов. Причем ряд этих приборов может быть активизирован (воспроизведен) на одном персональном компьютере одновременно.

Взаимодействие между отдельными элементами *КИС* осуществляется с помощью внутренней шины персонального компьютера, к которой подключены как его внешние устройства (*дисплей, внешняя память, принтер, плоттер*), так и измерительная схема, состоящая из коммутатора, *АЦП* и блока образцовых программно-управляемых мер напряжения и частоты.

С помощью *ЦАП* можно вырабатывать управляющие аналоговые сигналы; интерфейсный модуль (*ИМ*) подключает измерительный прибор к магистрали приборного интерфейса. Коммутатор устройства обеспечивает подачу аналоговых напряжений с внешних датчиков на узлы системы. Достаточно простые узлы *КИС* можно разместить на одной плате персонального компьютера. Существуют и более сложные структуры *КИС*, в которых в соответствии с решаемой измерительной задачей по установленной программе коммутируются необходимые измерительные элементы, т.е. меняется архитектура построения системы.

Пользователь виртуального прибора включает объект графической панели с помощью клавиатуры, «*мыши*» или специализированной прикладной программы. Виртуальные приборы сочетают широкие вычислительные и графические возможности персонального компьютера с высокой точностью и быстродействием *АЦП* и *ЦАП*, применяемых в *ПСД*.

По существу, виртуальные приборы (как практически и все типы *КИС*) выполняют анализ амплитудных, частотных, временных характеристик различных радиоэлектронных цепей и измеряют параметры сигналов с точностью примененных *АЦП* и *ЦАП*, а также формируют сигналы как для процесса собственно измерений, так и для автоматизации измерительных систем.

Программная часть виртуального прибора может эмулировать (создать) на экране дисплея компьютера виртуальную переднюю управляющую панель стационарного измерительного прибора. Сама панель с виртуальными кнопками, ручками и переключателями, сформированная на экране дисплея, становится панелью управления виртуального прибора. В отличие от реальной панели управления стационарного измерительного прибора, виртуальная панель может быть многократно перестроена в процессе работы для адаптации к конкретным условиям эксперимента.

В зависимости от используемой платы и программного обеспечения пользователь получает измерительный прибор под ту или иную метрологическую задачу.

§ VI.5. Структура виртуального прибора компьютерных измерительных систем

VI.5.1. Особенности построения измерительных систем

Среди всего многообразия путей построения измерительных систем можно выделить несколько основных направлений, каждое из которых характеризуется своим набором основополагающих принципов. Пример таких вариантов показан на *рис VI.6* [5].

Два наиболее значимых направления в проектировании недорогих систем можно охарактеризовать следующим образом:

1. Построение различных узкоспециализированных микропроцессорных измерительных систем (*рис. VI.6, А*). Используется один или несколько микропроцессоров, непосредственно входящих в состав

реализуемой исследовательской аппаратуры, для задания условий измерений, изменения основных параметров воздействий на исследуемый объект, получения и обработки результатов. В состав системы может не входить персональная ЭВМ, но в некоторых случаях обработка данных требует ее использования. Изменение программы является достаточно сложной задачей, однако точность измерений и возможность исследования высокоскоростных процессов до некоторой степени компенсируют этот недостаток.

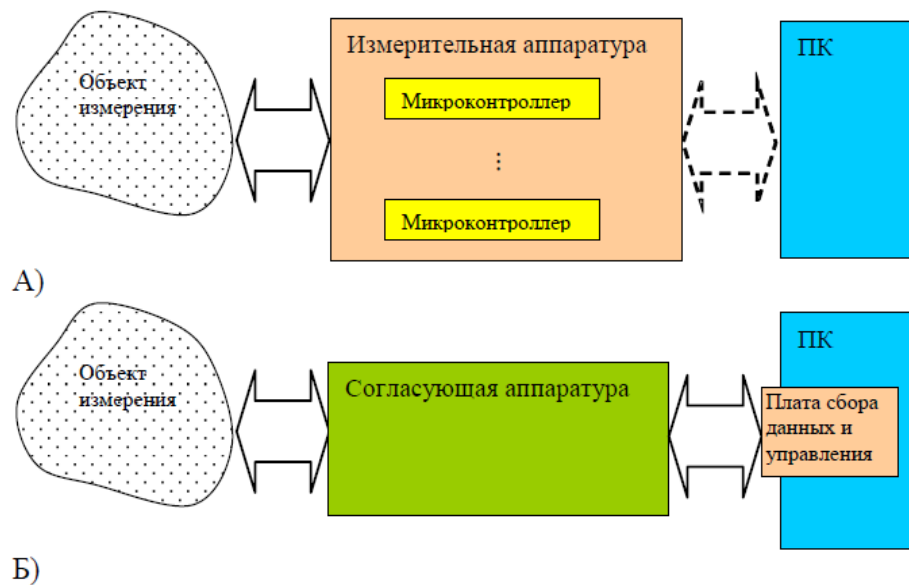


Рис. VI.6. Принципы построения измерительных систем с применением персонального компьютера:

А) система на микроконтроллерах; Б) система с использованием плат сбора данных и управления (или устройств ввода/вывода)

2. Построение универсальных систем управления экспериментом, ядром которых является персональный компьютер (ПК), осуществляющий взаимодействие с объектом исследований с помощью платы сбора данных и управления и согласующей аппаратуры (рис. VI.6,Б).

В состав согласующей аппаратуры также может входить микропроцессор (или микроконтроллер), но управление процессом измерения полностью возлагается на ПК. Получение и обработка данных производятся непосредственно в процессе измерения. Программа измерений создается на одном из языков высокого уровня, зачастую непосредственно на ПК, поэтому необходимость в специализированном оборудовании для программирования микроконтроллеров измерительной аппаратуры

отсутствует. Изменение программы измерений занимает гораздо меньше времени, чем первом случае, и, в зависимости от используемого языка программирования, может и не требовать специальных знаний по системному программированию. Точность данных и граничные характеристики процессов, доступных для измерений, в значительной степени зависят от характеристик плат сбора данных.

Выбор конкретных принципов построения систем измерения напрямую зависит как от характеристик объекта измерения, так и от возможностей доступной измерительной аппаратуры. Достаточно часто строятся системы, промежуточные по своим характеристикам между двумя вышеуказанными крайними вариантами.

При проведении измерений зачастую возникает задача изменения набора измеряемых.

В таком случае, более предпочтительным вариантом построения компьютерной измерительной системы является второй вариант из отмеченных, позволяющий, с незначительными изменениями программного обеспечения и добавлением согласующей аппаратуры, удовлетворять возросшие требования к измерительной системе.

Рассмотрим более подробно принципы построения измерительных систем с использованием различных устройств сбора данных и управления (рис. VI.7).

Основные элементы такого измерительного прибора:

- датчик (первичный преобразователь);
- нормирующий (входной) усилитель (нормализующее устройство);
- аналого-цифровой преобразователь (устройство ввода/вывода);
- управляющая программа на компьютере (программное обеспечение).

На представленном рисунке VI.7 показаны различные варианты компьютерных измерительных систем. Для построения измерительных и управляющих приборов и систем могут быть использованы разные

микропроцессорные системы - микроконтроллеры, компьютеры, построенные на микропроцессорах с оригинальной архитектурой и компьютеры, совместимые с какой - либо из стандартных серий, самой распространенной из которых является серия *IBM PC* совместимых компьютеров.

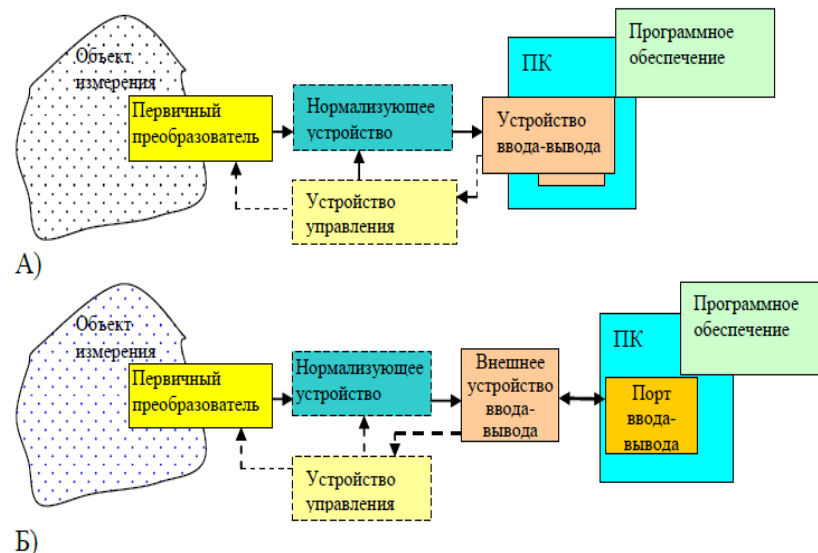


Рис. VI.7. Структура компьютерного измерительного устройства (пунктиром обозначены устройства, которые могут отсутствовать):

А) КИС, использующая встроенное универсальное или специализированное устройство ввода/вывода; Б) КИС, использующая внешнее универсальное или специализированное устройство ввода/вывода, подключаемое к COM, LPT, USB и т.п. порту;

Причем эти компьютеры могут быть как в обычном, всем привычном, исполнении с набором стандартных устройств - клавиатура, дисплей, принтер, дисковые накопители; в настольном (*desktop*), или переносном (*notebook*) исполнении; так и в промышленном исполнении с нестандартными устройствами ввода/вывода, с электронными дисковыми накопителями и способный работать в жестких условиях эксплуатации. Основанием выбор того или иного варианта построения таких компьютерно ориентированных измерительных систем с программным обеспечением являются:

- *Стоимость.*

Однокристалльные микроконтроллеры самые дешевые. Цена самых дешевых четырехразрядных микроконтроллеров составляет порядка 0.05\$,

восьмиразрядных - 0.5\$, шестнадцатиразрядных - 5\$; цена встраиваемых РС более 500\$, а с типичным комплектом устройств ввода/вывода более 1000\$. Системы на универсальных микропроцессорах с оригинальной архитектурой занимают промежуточное положение.

- *Энергопотребление.*

Специальные микромощные однокристалльные контроллеры потребляют менее 1500 мкВт, типичное значение - 0.5...2.5 Вт. РС совместимые компьютеры - 5-10 Вт минимум. Нестандартные универсальные компьютеры - ближе к микроконтроллерам.

- *Вычислительная мощность.*

Быстродействие микроконтроллеров, как правило, самое низкое, равно как и объем используемой памяти - для контроллеров - это 0.1...1К ОЗУ и 1...100 К ПЗУ, компьютеров - ОЗУ - 512К...32М, ПЗУ - 1...16М.

- *Габариты.*

Собственно микроконтроллер представляет собой одну микросхему и зачастую устанавливается на одну плату с другими функциональными блоками прибора, законченный же управляющий многофункциональный блок на основе микроконтроллера имеет размер 30×75×110 мм. IBM PC совместимые компьютеры промышленного применения имеют размер меньше стандартного офисного, но все равно с источником питания это порядка 200×100×120 мм.

- *Удобство программирования и отладки.*

Прямое программирование микроконтроллеров чрезвычайно сложно, поэтому для программирования контроллеров используются довольно сложные системы программирования и отладки, моделирующие их работу и позволяющие добиться приемлемого уровня сервиса. Однако даже при их использовании достаточно велик риск неполного учета всех особенностей реальной работы проектируемого устройства или алгоритма. IBM PC совместимые компьютеры даже в самом экзотичном исполнении обычно работают под управлением стандартных операционных систем, поэтому при

подключении к ним стандартных *устройств ввода-вывода* (клавиатура, дисплей, дисковод) работа с ними не отличается от работы со стандартными офисными компьютерами. Специализированные платы ввода-вывода информации для таких компьютеров - устройства связи с объектом (УСО) можно диагностировать и отлаживать, подключая их непосредственно или с помощью простейшего переходника к обычному персональному компьютеру.

По результатам данного сравнения можно сделать вывод, что системы на базе универсальных компьютеров следует применять в тех случаях, когда становится важным высокая вычислительная мощность микропроцессорного блока, или же программу в нем требуется часто видоизменять, а к массогабаритным и энергетическим параметрам не предъявляются высоких требований. При этом в качестве универсального компьютера может использоваться как стандартный *ПК* в нормальных условиях эксплуатации, так и промышленный встраиваемый компьютер, между которыми имеется полная программная совместимость.

VI.5.2. Устройства согласования и нормирования сигналов

На входы устройств сбора данных обычно принято подавать сигнал с выхода первичных преобразователей с вполне определенными параметрами. Для этой цели между выходом датчика и входом *ПСД* включают устройства согласования и нормирования сигналов.

Обычно устройством нормирования сигналов называют любую схему, включенную на входе *АЦП* и предназначенную для согласования его характеристик с характеристиками и параметрами источника измеряемых сигналов. Функции таких устройств могут быть гораздо сложнее, чем простой сдвиг уровня или дополнительное усиление, которые требуются в примерах, представленных на *рис.VI.8* (изменение напряжения V в зависимости от значения физической величины G) [5].

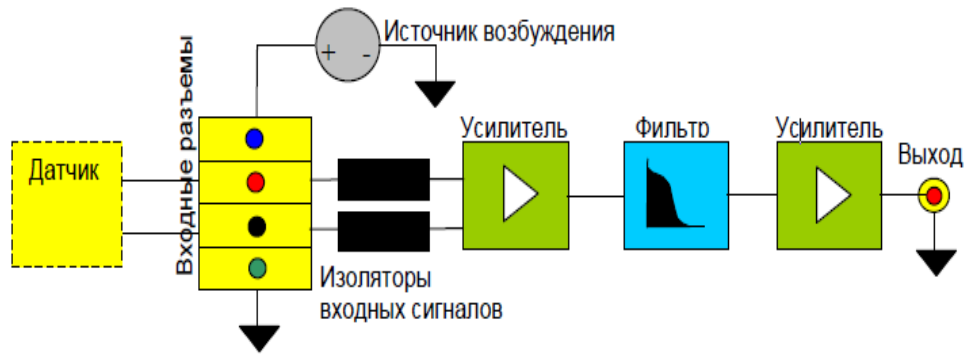


Рис. VI.8. Общая структура прибора предварительной обработки сигнала

В состав устройства согласования сигнала входят модули изоляции, усиления, фильтрации и возбуждения, необходимые тому типу датчиков, для которого он предназначен.

Нередко устройство согласования или нормирования должно выполнять преобразование «ток-напряжение», одно- или двухполупериодное выпрямление, фильтрацию или даже преобразование изменений емкости или индуктивности в изменение постоянного напряжения. Так, термопары требуют компенсации эффекта «холодного спая», а при работе с мостовыми датчиками необходимо наличие дифференциального входа. Некоторые датчики с нелинейными характеристиками (например, терморезисторы), требуют линеаризации по достаточно сложным математическим законам. В таком случае обычно используют как аналоговую коррекцию, выполняемую схемами в устройстве нормирования, так и цифровую коррекцию, выполняемую программно в процессе обработки выходных данных АЦП.

VI.5.3. Аналого-цифровые преобразователи. Общие сведения

Аналого-цифровые преобразователи (АЦП) являются устройствами, которые принимают входные аналоговые сигналы и генерируют соответствующие им цифровые сигналы, пригодные для обработки микропроцессорами и другими цифровыми устройствами.

Принципиально не исключена возможность непосредственного преобразования различных физических величин в цифровую форму, однако

эту задачу удастся решить лишь в редких случаях из-за сложности таких преобразователей. Поэтому в настоящее время наиболее рациональным признается способ преобразования различных по физической природе величин сначала в функционально связанные с ними электрические, а затем уже с помощью преобразователей напряжение-код - в цифровые. Именно эти преобразователи имеют обычно в виду, когда говорят об *АЦП*.

В настоящее время известно большое число методов преобразования напряжение-код. Эти методы существенно отличаются друг от друга потенциальной точностью, скоростью преобразования и сложностью аппаратной реализации.

На *рис. VI.9* представлена классификация *АЦП* по методам преобразования. В основу классификации *АЦП* положен признак, указывающий на то, как во времени разворачивается процесс преобразования аналоговой величины в цифровую. В основе преобразования выборочных значений сигнала в цифровые эквиваленты лежат операции квантования и кодирования. Они могут осуществляться с помощью либо последовательной, либо параллельной, либо последовательно-параллельной процедур приближения цифрового эквивалента к преобразуемой величине. Существует несколько основных типов архитектуры *АЦП*, хотя в пределах каждого типа существует также множество вариаций. Различные типы измерительного оборудования используют различные типы *АЦП*.

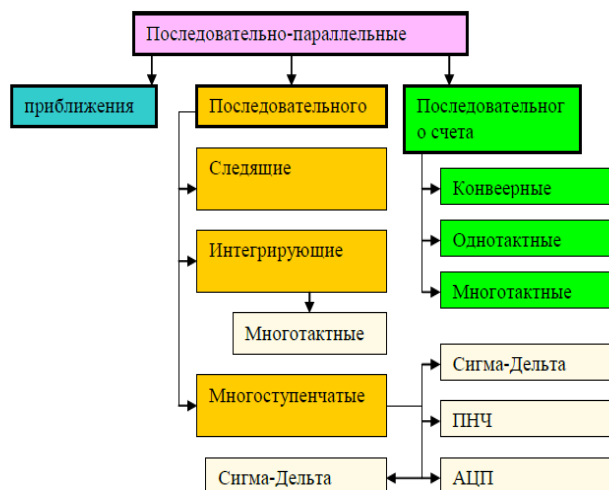


Рис. VI.9. Классификация АЦП

Например, в цифровом осциллографе используется высокая частота дискретизации, но не требуется высокое разрешение.

В цифровых мультиметрах нужно большее разрешение, но можно пожертвовать скоростью измерения.

Системы сбора данных общего назначения по скорости дискретизации и разрешающей способности обычно занимают место между осциллографами и цифровыми мультиметрами.

В оборудовании такого типа используются АЦП последовательного приближения либо сигма-дельта АЦП.

Существуют также параллельные АЦП для приложений, требующих скоростной обработки аналоговых сигналов, и интегрирующие АЦП с высокими разрешением и помехоподавлением.

Существуют разные возможности основных архитектур АЦП и соответственно на их основе микропроцессоров АЦП в зависимости от разрешения и частоты дискретизации.

VI.5.4. Цифро-аналоговый преобразователь. Классификация ЦАП

Цифро-аналоговый преобразователь (ЦАП) предназначен для преобразования числа, определенного, как правило, в виде двоичного кода, в напряжение или ток, пропорциональные значению цифрового кода.

Схемотехника цифро-аналоговых преобразователей весьма разнообразна.

На *рис. VI.10* представлена классификационная схема ЦАП по схемотехническим признакам.

Кроме этого, ИМС цифро-аналоговых преобразователей классифицируются по ряду различающихся структурных признаков:

- по виду выходного сигнала: с токовым или по напряжению выходом;
- по типу цифрового интерфейса: с последовательным или параллельным вводом поступающего цифрового кода входного аналогового сигнала;

- по числу ЦАП на кристалле: одноканальные и многоканальные по быстродействию: умеренного и высокого быстродействия и ряду других показателей.

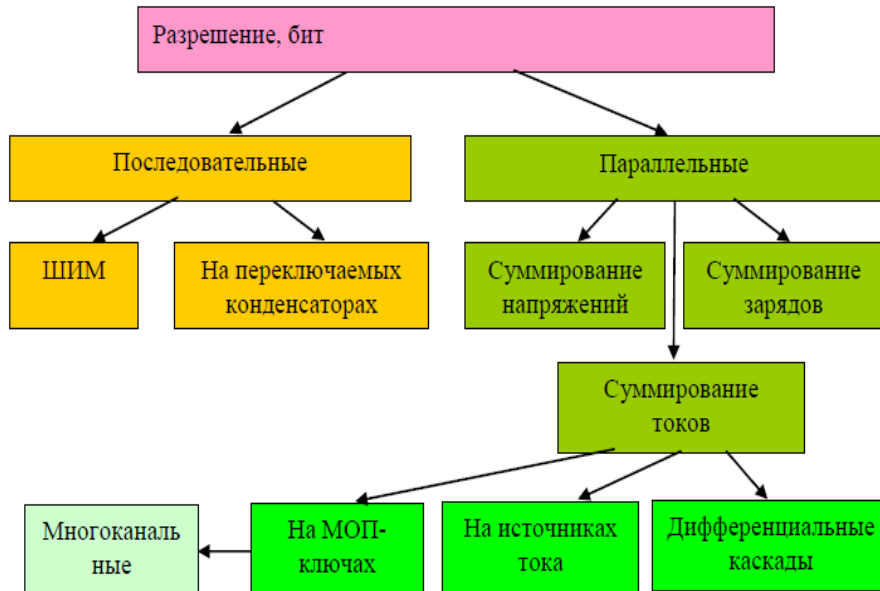


Рис. VI.10. Классификация ЦАП

§ VI.6. Современная технология измерений и программное обеспечение электроэнергетике

Диспетчерское управление и сбор данных в электроэнергетике (SCADA - *Supervisory Control And Data Acquisition*) является основным и в настоящее время остается наиболее перспективным методом автоматизированного управления сложными динамическими системами (процессами) в жизненно важных и критичных с точки зрения безопасности и надежности. Это связано со значительным прогрессом в области вычислительной техники, программного обеспечения и телекоммуникаций, что увеличивает возможности и расширяет сферу применения автоматизированных систем.

VI.6.1. Определение и общая структура SCADA

- SCADA процесс сбора информации реального времени с удаленных точек (объектов) для обработки, анализа и возможного управления удаленными объектами. Требование обработки реального времени

обусловлено необходимостью доставки (выдачи) всех необходимых событий (сообщений) и данных на центральный интерфейс оператора (диспетчера). В то же время понятие реального времени отличается для различных *SCADA-систем*.

Прообразом современных систем *SCADA* на ранних стадиях развития автоматизированных систем управления являлись системы телеметрии и сигнализации.

Все современные *SCADA*-системы включают три основных структурных компонента (рис. VI.11):

- *Remote Terminal Unit (RTU)*.

Удаленный терминал, осуществляющий обработку задачи (управление) в режиме реального времени. Спектр его воплощений широк от примитивных датчиков, осуществляющих съем информации с объекта, до специализированных многопроцессорных отказоустойчивых вычислительных комплексов, осуществляющих обработку информации и управление в режиме жесткого реального времени. Конкретная его реализация определяется конкретным применением. Использование устройств низкоуровневой обработки информации позволяет снизить требования к пропускной способности каналов связи с центральным диспетчерским пунктом.

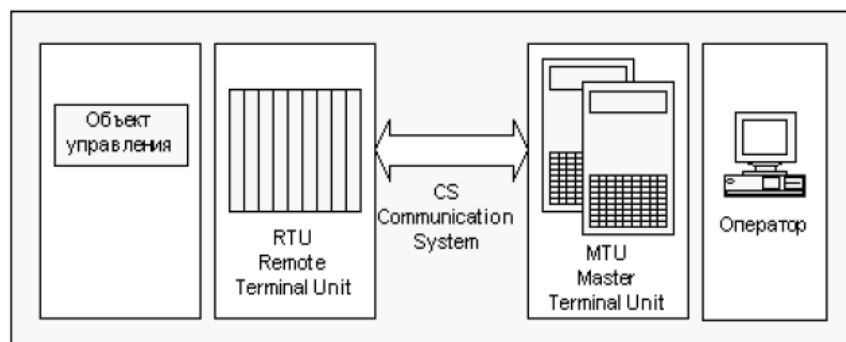


Рис. VI.11. Основные структурные компоненты *SCADA*-системы

- *Master Terminal Unit (MTU)- Master Station (MS).*

Диспетчерский пункт управления (главный терминал): осуществляет обработку данных и управление высокого уровня, как правило, в режиме мягкого (квази-) реального времени: одна из основных функций обеспечение интерфейса между человеком- оператором и системой (HML MMI).

В зависимости от конкретной системы *MTU* может быть реализован в самом разнообразном виде от одиночного компьютера с дополнительными устройствами подключения к каналам связи до больших вычислительных систем (мэйнфреймов) и/или объединенных в локальную сеть рабочих станций и серверов. Как правило, и при построении *MTU* используются различные методы повышения надежности и безопасности работы системы.

- *Communication System (CS).*

Коммуникационная система (каналы связи), необходима для передачи данных с удаленных точек (объектов, терминалов) на центральный интерфейс оператора-диспетчера и передачи сигналов управления на *RTU* (или удаленный объект в зависимости от конкретного исполнения системы).

VI.6.2. Особенности процесса управления SCADA

Особенности организации процесса управления в современных диспетчерских системах:

- процесс *SCADA* применяется в системах, в которых обязательно наличие человека (оператора, диспетчера);
- процесс *SCADA* был разработан для систем, в которых любое неправильное воздействие может привести к отказу (потере) объекта управления или даже катастрофическим последствиям;
- оператор несет, как правило, общую ответственность за управление системой, которая, при нормальных условиях, только изредка требует подстройки параметров для достижения оптимальной производительности;

- активное участие оператора в процессе управления происходит нечасто и в непредсказуемые моменты времени, обычно в случае наступления критических событий (отказы, нештатные ситуации и пр.);
- действия оператора в критических ситуациях могут быть жестко ограничены по времени (несколькими минутами или даже секундами).

VI.6.3. Основные требования к диспетчерским системам управления

К SCADA системам предъявляются следующие основные требования:

- надежность системы (технологическая и функциональная);
- безопасность управления;
- точность обработки и представления данных;
- простота расширения системы.

Требования безопасности и надежности управления в SCADA включают следующие:

- никакой единичный отказ оборудования не должен вызвать выдачу ложного выходного воздействия (команды) на объект управления;
- никакая единичная ошибка оператора не должна вызвать выдачу ложного выходного воздействия (команды) на объект управления;
- все операции по управлению должны быть интуитивно-понятными и удобными для оператора (диспетчера).

VI.6.4. Программное обеспечение SCADA-систем и Windows- технологии

SCADA-системы представляют собой специализированное программное обеспечение, ориентированное на визуализацию технологических процессов и коммуникацию с внешним миром. Реальное время не столь проблематично для SCADA-систем по сравнению, скажем, со встраиваемым программным обеспечением.

К SCADA-системам предъявляются требования в следующих направлениях:

- обеспечение открытости, как с точки зрения подключения различного контроллерного оборудования, так и коммуникации с другими программами;
- создания богатых возможностей для реализации графического интерфейса;
- обеспечение простоты разработки приложений.

VI.6.5. Возможности и характеристики современных SCADA-систем

Разработка и выбор специализированного прикладного программного обеспечения для создания автоматизированных систем управления определенным технологическим процессом (АСУТП), в том числе и для решения образовательных задач, осуществляется по двум возможным направлениям:

- разработка программ на основе базовых традиционных языков программирования;
- использование коммерческих инструментальных проблемно ориентированных средств.

Использование уникального программного обеспечения для каждого конкретного проекта хотя и может быть наиболее оптимальным с точки зрения решения определенной задачи, но необходимость каждый раз решать задачу, практически, с нуля, рост временных и материальных затрат существенно снижает их достоинства. В данной связи все большее предпочтение промышленными, коммерческими и образовательными организациями отдается разработчикам специализированных операционных систем (ОС), аппаратного и программного обеспечения, предназначенных для конечных систем управления различными объектами типа *SCADA-систем* (от *Supervisory Control And Data Acquisition* – диспетчерское управление и сбор данных).

Перечислим некоторые популярные на западном и российском рынках *SCADA-систем*, имеющие поддержку в России:

- *Factory Link (United States DATA Co., USA);*

- *InTouch* (Wonderware, USA);
- *Genesis* (Iconics, USA);
- *WinCC* (Siemens, Germany);
- *Trace Mode* (Ad Astra, Россия);
- *RSView* (Rockwell Software Inc, USA);
- *LabVIEW*, *BridgeVIEW*, *LabVIEW RT*, *Lookout* (National Instruments, USA) и др.

SCADA-системы, прежде всего, предназначены для получения и визуализацией информации от программируемых логических контроллеров (ПЛК), плат ввода-вывода информации, распределенных систем управления. Разработка на их основе комплексных, хорошо интегрированных инструментальных средств, обеспечивающих взаимодействие лабораторного оборудования различной степени сложности в автоматизированном режиме, позволяет реализовать на практике основные концепции использования современных информационно-коммуникационных технологий в образовательном процессе.

§ VI.7. Цифровые сети и устройства электроэнергетики

Можно назвать основные практические направления «*цифровизации*» в российской электроэнергетике:

Цифровая сеть – совокупность объектов электрической сети, управление которыми осуществляется на базе цифровых технологий.

Цифровая подстанция (ЦПС) – это подстанция с высоким уровнем автоматизации, в которой практически все процессы информационного обмена между элементами ПС, а также управление работой ПС осуществляются на основе стандартов *серии МЭК 61850*.

Единая цифровая среда технологических данных позволит проводить аналитические исследования в целях принятия оптимальных управленческих решений, а также анализировать информацию о состоянии оборудования, прогнозировать вероятность и последствия отказов для снижения рисков выхода оборудования из строя путем своевременного адресного ремонта или

замены. Единая цифровая среда технологических данных позволит проводить аналитические исследования в целях принятия оптимальных управленческих решений, а также анализировать информацию о состоянии оборудования, прогнозировать вероятность и последствия отказов для снижения рисков выхода оборудования из строя путем своевременного адресного ремонта или замены.

Наиболее важными (ключевыми) и основными подходами к формированию единой цифровой среды являются:

- создание единой цифровой модели сети (*CIM*);
- интеграция и объединение различных *ИТ*-систем на различных иерархических уровнях (*SCADA*, *ГИС*, *ОЖУР*, *OMS*, *DMS*, *AMI* и др.), сквозная передача данных в технологические и корпоративные информационные системы и обратно на базе *CIM-модели*;
- интеграция сетевых информационных (технологических и корпоративных) систем, обеспечивающая обмен данными между сетевыми компаниями, удаленными друг от друга объектами и всеми заинтересованными участниками взаимодействия, связанными технологическими процессами с использованием платформенных решений;
- разработка цифровых моделей прогнозов и планирования, предназначенных для принятия и оценки сложных решений в отношении производства, процессов и проектирования: цифровой двойник, массивы данных (*Big Data*), искусственный интеллект (*Artificial Intelligence*), машинное обучение (*Machine Learning*).

В настоящее время в России реализуется целый ряд проектов, соответствующих глобальным тенденциям «цифровизации» отрасли и переходу к интеллектуальной энергетике. Цифровые системы дистанционного управления электросетевым оборудованием.

Эти интегрированные системы предусматривают быстрое автоматическое дистанционное производство переключений из диспетчерских центров по выводу из работы и вводу в работу оборудования

подстанций и линий электропередачи с использованием автоматизированных программ переключений (АПП), что позволяет получить значительный экономический и системный эффект за счет построения более эффективной модели управления процессом переключений в электроустановках.

Цифровой регулятор как средство управления представляет важный элемент автоматизации в энергосистеме.

Таким образом, функциональная схема цифрового регулятора с этой точки зрения может быть представлена в том виде, как показано на *рис. VI.12*. На этой схеме все, за исключением объекта и собственно цифрового регулятора, является предметом изучения специальной дисциплины.

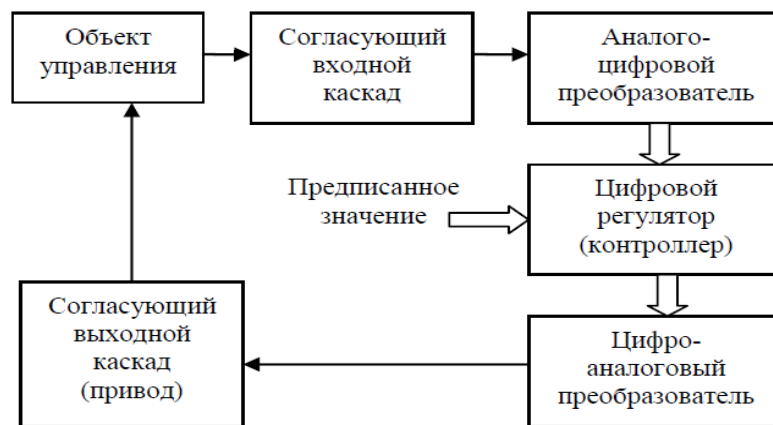


Рис. VI.12. Функциональная схема цифровой системы управления

Под согласующим входным каскадом может пониматься, прежде всего, датчик выходного сигнала объекта, а также усилитель (или аттенюатор), фильтр, устройство выборки-хранения, коммутирующие элементы или совокупность этих элементов.

Применение различных датчиков в сочетании с цифровыми компьютерными измерительными системами позволяют в «*on-line*» оценивать работоспособность сложных силовых объектов энергетики, например, силовых трансформаторов (*рис VI.13*).

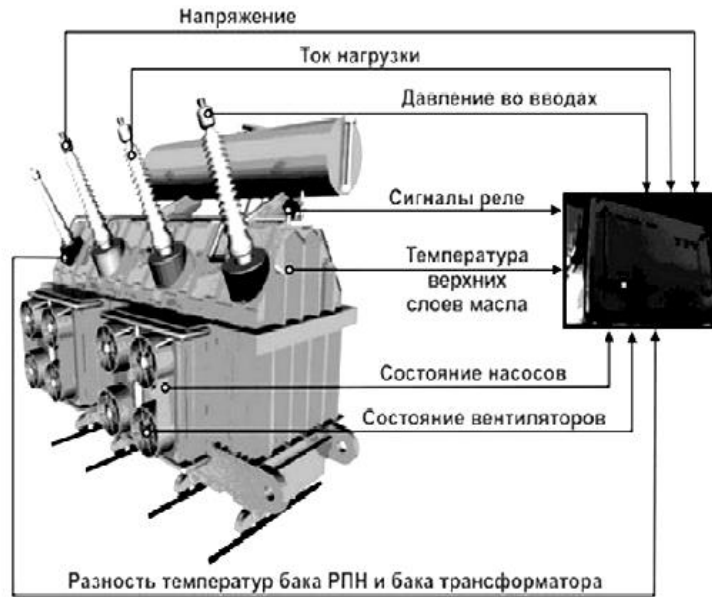


Рис. VI.13. Стационарная система мониторинга и диагностики силовых трансформаторов 110 кВ и выше

Представленная на рис. VI.13 примерная система мониторинга и контроля состояния объекта может быть реализована на современных цифровых технологиях. Под согласующим выходным каскадом (приводом) может пониматься усилитель напряжения, усилитель тока, усилитель и напряжения, и тока (усилитель мощности) и другие функционально более сложные устройства, например, преобразователь напряжение–частота и другие. Согласующие каскады – это наиболее вариативные элементы системы, поскольку они существенно зависят от особенностей объекта. Эти устройства также и наиболее просты по своему принципу действия, достаточно дешевы.

Вопросы для самоподготовки и контроля знаний

1. В чём состоит концепция «интернета энергии»?
2. В чём состоит различие между понятиями «цифровизация» и «автоматизация»?
3. Чем обусловлены тенденции к созданию и использованию цифровых ресурсов в электроэнергетике?
4. Концептуальная модель интернета энергии, в терминах «облачной энергетики»?

5. Раскройте понятие «энергетическая транзакция»
в интернете энергии.
6. Описать архитектуру «интернета энергии» указав границы
составляющих её систем и взаимодействия между ними.
7. Структура измерительно-информационных
компьютерных систем.
8. Понятие и структура виртуального прибора.
9. Принципы работы и структура прибора предварительной
обработки сигналов.
10. В чем состоят принципы построения измерительных систем
с применением персонального компьютера?
11. Основные элементы компьютерного
измерительного прибора?
12. Поясните структуры компьютерных
измерительных устройств.
13. Структура нормирующих и согласующих элементов КИС.
14. В чем заключается аналого-цифровое преобразование?
15. Классификация АЦП и ЦАП.
16. Выбор и применение АЦП и ЦАП.
17. Функциональная схема цифрового регулятора,
как важнейшего элемента автоматизации в энергосистеме.
18. Стационарная система мониторинга и диагностики
силовых трансформаторов 110 кВ и выше.

ЛИТЕРАТУРА

Список первоисточников к Главе I

1. Информационно-измерительная техника и электроника : учебник для вузов / Г.Г. Раннев [и др.] ; под ред. Г.Г. Раннева. – 2-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2007 – 511 с.
2. Раннев, Г.Г. Методы и средства измерений : учебник для вузов / Г.Г. Раннев, А.П. Тарасенко. – 3-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2006 – 331 с.
3. Хрусталева, З.А. Электротехнические измерения: Учебник / З.А. Хрусталева. - М.: КноРус, 2012. - 208 с.
4. Шишмарев, В.Ю. Электротехнические измерения: Учебник для студентов учреждений среднего проф. образования / В.Ю. Шишмарев. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 304 с.
5. Дубина, И.Н. Электротехнические измерения / И.Н. Дубина. - М.: КноРус, 2012. - 208 с.

6. Алиев, И.И. *Электротехнический справочник* / И.И. Алиев. – 4-е изд., испр. – М. : РадиоСофт, 2007 – 383 с.
7. Хрусталева, З.А. *Электротехнические измерения: Практикум: Учебное пособие* / З.А. Хрусталева. - М.: КноРус, 2013. - 240 с.
8. Раннев, Г.Г. *Интеллектуальные средства измерений : учебник для вузов* / Г.Г. Раннев. – М. : Академия, 2011 – 262, [1] с.
9. ГОСТ 22261-94 (2004) *Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия. – Введ. 2004-04-01. – М. : Изд-во стандартов, 2004 – 44 с.*
10. Садовский, Г.А. *Теоретические основы информационно-измерительной техники: задачи и упражнения : учеб. пособие для вузов* / Г.А. Садовский. – М. : Высш. шк., 2009 – 212 [3] с.
11. Хромоин, П.К. *Электротехнические измерения: Учебное пособие* / П.К. Хромоин.. - М.: Форум, 2013. - 288 с.
12. ГОСТ 22261-94 (2004) *Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия. – Введ. 2004-04-01. – М. : Изд-во стандартов, 2004 – 44 с.*

Список первоисточников к Главе II

1. Атамалян Э.Г. *Приборы и методы измерения электрических величин: Учебное пособие для втузов. – М.: Высш. шк., 1989 – 384 с.*
2. Хрусталева З.А. *Электротехнические измерения: Учебник* / З.А. Хрусталева. - М.: КноРус, 2012. - 208 с.
3. Кончаловский В.Ю. *Цифровые измерительные устройства: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 304 с.*
4. Дубина, И.Н. *Электротехнические измерения* / И.Н. Дубина. - М.: КноРус, 2012. - 208 с.
5. Кукуш В.Д. *Электрорадиоизмерения: Учебное пособие для вузов. – М.: Радио и связь, 1985 – 386 с.*
6. ГОСТ 22261-94 (2004) *Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия. – Введ. 2004-04-01. – М. : Изд-во стандартов, 2004 – 44 с.*
7. Маркин Н.С., Ершов В.С. *Метрология. Введение в специальность: Учебное пособие для техникумов. – М.: Издательство стандартов, 1991 – 208 с.*
8. *Метрология и электрорадиоизмерения в телекоммуникационных системах: Учебник для вузов* / Под ред. В.И. Нефедова. – М.: Высш. шк., 2001 – 383 с.
9. Шишмарев, В.Ю. *Электротехнические измерения: Учебник для студентов учреждений среднего проф. образования* / В.Ю. Шишмарев. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 304 с.
10. Ермолов Р.С. *Цифровые частотомеры. – Л.: Энергия, 1973 – 158 с.*

11. Тычино К.К. Цифровые частотомеры на транзисторах. – М.: Энергия, 1971 – 64 с.
12. ГОСТ 8.422 – 81 Частотомеры. Методы и средства поверки. – М.: Изд-во стандартов, 1982 – 10 с.
13. Алиев, И.И. Электротехнический справочник / И.И. Алиев. – 4-е изд., испр. – М.: РадиоСофт, 2007 – 383 с.

Список первоисточников к Главе III

1. Физические величины. Справочник. Под ред. И. С. Григорьева, Е. З. Мейлихова, 1991.
2. Раннев, Г.Г. Методы и средства измерений : учебник для вузов / Г.Г. Раннев, А.П. Тарасенко. – 3-е изд., стереотип. – М. : Академия,
3. Алиев, И.И. Электротехнический справочник / И.И. Алиев. – 4-е изд., испр. – М. : РадиоСофт, 2006 – 383 с.
4. Дубина, И.Н. Электротехнические измерения / И.Н. Дубина. - М.: КноРус, 2012. - 208 с.
5. Ермолов Р.С. Цифровые частотомеры. – Л.: Энергия, 1973 – 158 с.
6. ГОСТ 8.422 – 81 Частотомеры. Методы и средства поверки. – М.: Изд-во стандартов, 1982 – 10 с.
7. Тараканов, В.П. Информационно-измерительная техника и электроника. Электрические измерения в системах электроснабжения : учеб.-метод. пособие / В.П. Тараканов, М.С. Макеев. - Тольятти : Изд-во ТГУ, 2013 - 88 с. : обл.
8. Кончаловский В.Ю. Цифровые измерительные устройства: Учебное пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 304 с.
9. Правила устройства электроустановок. -6-е изд. с изменениями и доп. – М.: Госэнергонадзор, 2001. -994 с.
10. Гук Ю.В. и др. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебное пособие для вузов. –Л.: Энергоатомиздат, 1985
11. Околович М.Н. Проектирование электрических станций. –М.: Энергоатомиздат, 1982
12. Рожнова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
13. Васильев А.А., Крючков И.П., Нияшкова Е.Ф. и др. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1990
14. Ополева Г.Н. Схемы и подстанций электроснабжения. –М.: Форум-Инфра, 2006.
15. Лычев П.В., Федин В.Т. Электрические сети энергетических систем. – Мн.: "Універсітэцкае", 1990.
16. Двоскин Л.И. Схемы и конструкции распределительных устройств. – 3-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1974. – 224 с.
17. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – 376 с.

18. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологий и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов /под. ред. А.Н. Назарычева / - М.: Инфра-Инженерия, 2006. – 928 с.

19. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / В.В. Ершевич и др.; под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 144 с.

20. Лисовский Г.С., Хейфиц М.Э. Главные схемы и электротехническое оборудование подстанций 35-750 кВ. – М.: Энергия, 1977. – 464 с.

21. Вайнштейн Р.А. Режимы заземления нейтрали в электрических системах. : Уч. пос. / Р.А. Вайнштейн, Н.В. Коломиец, В.В. Шестакова/ - Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 118 с.

22. Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: Учебное пособие / А.В. Кабышев. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 124 с.

23. Трансформаторы: Учебное пособие / Н.А. Кулдин; ПетрГУ – Петрозаводск, 2011. – 38 с.

24. Электрическая часть электростанций и подстанций: Учебное пособие / Н.В. Коломиец, Н.Р. Пономарчук, В.В. Шестакова – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2007. – 143 с.

Список первоисточников к Главе IV

1 Димов, Ю.В. Метрология, стандартизация и сертификация : учебник для вузов / Ю.В. Димов. – 3-е изд. – СПб. : Питер, 2010 – 463 с.

2 Раннев, Г.Г. Интеллектуальные средства измерений : учебник для вузов / Г.Г. Раннев. – М. : Академия, 2011 – 262, [1] с.

3 Информационно-измерительная техника и электроника : учебник для вузов / Г.Г. Раннев [и др.] ; под ред. Г.Г. Раннева. – 2-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2007 – 511 с.

4 Раннев, Г.Г. Методы и средства измерений : учебник для вузов / Г.Г. Раннев, А.П. Тарасенко. – 3-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2006 – 331 с.

5 Садовский, Г.А. Теоретические основы информационно-измерительной техники: задачи и упражнения : учеб. пособие для вузов / Г.А. Садовский. – М. : Высш. шк., 2009 – 212 [3] с.

6 Сергеев, А.Г. Метрология, стандартизация и сертификация : учебник для вузов / А.Г. Сергеев, В.В. Терегеря. – М. : Юрайт, 2010 – 820 с.

7 Информационно-измерительная техника и электроника. Электрические измерения в системах электроснабжения : практикум по выполнению лаб. работ для студ. направления 140200 «Электроэнергетика» спец. 140211 «Электроснабжение» очной и заочной форм обучения / сост. В.П. Тараканов. – Тольятти : ТГУ, 2009 – 46 с.

8 Алиев, И.И. Электротехнический справочник / И.И. Алиев. – 4-е изд., испр. – М. : РадиоСофт, 2007 – 383 с.

9 Алиев, И.И. Электротехнический справочник / И.И. Алиев. – 4-е изд., испр. – М. : РадиоСофт, 2006 – 383 с.

10 ГОСТ 22261-94 (2004) Средства измерений электрических и магнитных величин. Общие технические условия. – Введ. 2004-04-01. – М. : Изд-во стандартов, 2004 – 44 с.

11. Загорский Я.Т., главный метролог ОАО “ВНИИЭ”, д.т.н., профессор. Совершенствование метрологического обеспечения измерений и учета электроэнергии и мощности на межсистемных перетоках по межгосударственным ЛЭП стран СНГ (по итогам 23-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ 27 июля 2003 г., Республика Кыргызстан, г. Чолпон-Ата).

Список первоисточников к Главе V

1. G.Goos, J. Hartmanis. Lecture Notes in Computer Science. /Methods and Tools for Computer Integrated Manufacturing. Advanced CREST Course on Computer Integrated Manufacturing (CIM 83) Karlsruhe, Germany, September 5 to 16, 1983 / - Springer-Verlag, Berlin Heidelberg New York Tokyo 1984.

2. Mechatronics: the basis for new industrial development. / Editors: M. Asar, E. Penney, and Computational Mechanics Publ., 1994

3. Цапенко М.П. Измерительные информационные системы: Учеб. пособие для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985 – 357 с.

4. Селиванов М.Н., Фридман А.Э., Кудряшова Ж.Ф. Качество измерений: Метрологическая справочная книга. – Л.: Лениздат, 1987 – 295 с.

5. Новицкий П.В. Основы информационной теории измерительных устройств. – Л.: Энергия, 1968 – 248 с.

6. М.П. Цапенко, В.Г. Кнорринг. Очерки современных измерений / Новосибирский гос. тех. ун-т. – Новосибирск, 1994 – 205 с.

7. В.А. Грановский. Системная метрология: метрологические системы и метрология систем / ГНЦ РФ ЦНИИ “Электроприбор” -СПб.:1999. –360с.

8. Иванников В.П. Повышение эффективности времяимпульсных лучевых сканирующих информационно-измерительных систем для контроля геометрических и физических параметров изделий. / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Специальность: 05.11.16 - Информационно-измерительные системы (промышленность) / Москва, МГТУ (СТАНКИН), 2001.

9. Пособие по применению промышленных роботов. / Под ред. Кацухико-Нода. - М.: Мир, 1975. - 451с.

10. Системы осязания промышленных роботов и гибких производственных систем: Сб. научных трудов под ред. И.М. Макарова, Е.П. Попова. - М.: Наука, 1989. - 144с.

11. Абрамов И.В., Иванников В.П. Информационные технологии в машиностроении на базе лучевых сканирующих систем // Материалы XXI научно-метод. конф. ИжГТУ: Тез. док. - Ижевск, 1997. - С.13-16.
12. Тараканов, В.П. Информационно-измерительная техника и электроника. Электрические измерения в системах электроснабжения : учеб.-метод. пособие / В.П. Тараканов, М.С. Макеев. - Тольятти : Изд-во ТГУ, 2013 - 88 с. : обл.
13. Автоматизация и моделирование технологических процессов АЭС и ТЭС. В. А. Демченко, 2001.
14. Белянин П.Н. Промышленные роботы и их применение. Робототехника для машиностроения. - 2-е изд. доп. - М. :Машиностроение, 1983. - 311с.
15. Промышленная робототехника и гибкие автоматизированные производства: опыт разработки и внедрения / Под ред. Е.И. Юревича. - Л.: Лениздат, 1984. - 224с.
16. Информационно-измерительная техника и электроника : Уч. для вузов / Г.Г. Раннев [и др.] ; под ред. Г.Г. Раннева. – 2-е изд., стереотип. – М. : Академия, 2007 – 511 с.
17. Пытьев Ю.П. Математические методы интерпретации эксперимента. - М.: Высшая школа, 1989. - 351с.
18. Абросимов Л.И., Серебрянников С.В., Шакирзянов Ф.Н. Принципы информатизации технологического управления электроэнергетики России. Международный форум информатизации МФИ-2005. Труды Международной научно-технической конференции «Информационные средства и технологии» 18-20 октября 2005 г., Т. 3 – М.: Янус-К, 2005
19. ФСК ЕЭС окончательно удаляет все системы на 1С. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tadviser.ru/index.php/>
20. Актуальные технологии для рынка электроэнергетики [Электронный ресурс]. URL: <http://www.tadviser.ru/index.php/>
21. Ломакин М.И., Миронов А.Н., Шестопалова О.Л. Многомодельная обработка измерительной информации в интеллектуальных системах прогнозирования надежности космических средств // Измерительная техника. 2014 № 1
22. Коровайцев А.А., Ломакин М.И., Докукин А.В. Социально-экономические аспекты распространения стандартов // Стандарты и качество. 2014 № 1 (918).
23. Ломакин М.И., Докукин А.В., Коровайцев А.А. Нормативно-правовое регулирование распространения стандартов на платной основе современное состояние // Стандарты и качество. 2013 № 12 (918).
24. Ломакин М.И., Докукин А.В. Бесплатное распространение стандартов: принцип или опция? // Стандарты и качество. 2015 № 7
25. Докукин А.В. Расширение документарного покрытия системы информационного обеспечения технического регулирования // Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования. 2011 № 1 (1).

26. Докукин А.В., Коновалов В.А. Гармонизация потребностей и ожиданий сторон в нормотворческом процессе в области стандартов качества // *Транспортное дело России*. 2014 №5.

27. Докукин А.В. К вопросу о расширении состава документов, распространяемых посредством системы информационного обеспечения технического регулирования// А.В. Докукин; Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Федеральное гос. унитарное предприятие "Российский науч.-технический центр информ. по стандартизации, метрологии и оценке соответствия". Москва, 2007

28. Орлова Е.Е., Докукин А.В. Согласование интересов субъектов права в нормотворческом процессе в техническом регулировании // *Транспортное дело России*. 2014 № 6-2.

29. Орлова Е.Е., Докукин А.В. Понятийный аппарат нормотворчества в техническом регулировании // *Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования*. 2013 № 5 (15).

30. Докукин А.В. Необходимость гармонизации интересов производителей и потребителей в техническом регулировании // *Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования*. 2011 № 3 (3).

31. Докукин А.В. Повышение качества информационного обеспечения мониторинга правотворчества и правоприменения // *Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования*. 2013 № 6(16).

32. Докукин А.В. Правовые вопросы разработки и распространения стандартов // *Информационно-экономические аспекты стандартизации и технического регулирования*. 2011 № 4 (4).

33. Стреха А.А., Докукин А.В., Галкин В.Е. Совершенствование системы информационного обеспечения процессов разработки и применения стандартов// *Транспортное дело России*. 2014 № 6

34. Докукин А.В. Предотвращение патентного сепаратизма при разработке стандартов и понятие "шиканы" // А.В. Докукин; Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии, Федеральное гос. унитарное предприятие "Российский науч.-технический центр информ. по стандартизации, метрологии и оценке соответствия". Москва, 2008

35. Балванович А.В. Повышение качества клиентских коммуникаций // *Транспортное дело России*. 2009 № 3 С. 139-141.

36. Докукин А.В., Балванович А.В. Совершенствование клиентских взаимодействий при распространении стандартов в рамках единой информационной системы по техническому регулированию // *Транспортное дело России*. 2009 № 1 С. 94-96.

37. Основы организации электроэнергетики [Электронный ресурс]. URL: <http://base.garant.ru/185656/2/>

38. Федеральный закон от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ (в редакции от 13.07.2015 г.) // СЗ РФ. – 2003 – № 13 – Ст. 1177
39. Основы организации электроэнергетики [Электронный ресурс]. URL: <http://base.garant.ru/185656/2/>
40. Федеральный закон от 26.03.2003 г. «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ (в редакции от 13.07.2015 г.) // СЗ РФ. – 2003 – № 13 – Ст. 1177
41. Автоматизированное управление объектами тепловых электростанций. Г. П. Плетнев, 1981.
42. Садовский Г.А. Теоретические основы информационно-измерительной техн.: задачи и упражнения: Уч. пос. для вузов / Г.А. Садовский. – М. : Высш. шк., 2009. - 212 с.
43. Цапенко М.П. Измерительные информационные системы: структуры и алгоритмы, системотехническое проектирование. «Отраслевое тарифное соглашение в электроэнергетике РФ на 2009-2011 гг.» Москва.
44. Чичёв С.И., Калинин В.Ф., Глинкин Е.И. Информационно-измерительная система центра управления электрических сетей. - М.: Машиностроение, 2009 – 176 с.
45. Парахуда Р.Н., Литвинов Б.Я. Информационно-измерительные системы: Письменные лекции. – СПб.: СЗТУ, 2002, - 74 с.

Список первоисточников к Главе VI

1. А.Л. Текслер. Цифровизация энергетики: от автоматизации процессов к цифровой трансформации отрасли // Энергетическая политика, 2018, №5 с 3-7
- 1.Д.В. Холкин, И.С. Чаусов. Цифровой переход в энергетике \Энергетическая политика, 2018, №5, с. 7-16
2. В.В. Бушуев Развитие электроэнергетики: стратегический и постстратегический форсайт // Энергетическая политика, №6, 2017, с. 3-17
3. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития / Под ред. Н.Д. Рогалева. – М.: Издательство МЭИ, 2019, 300 с.
4. Цифровой переход в электроэнергетике России. / Под ред. В.Н. Княгина, Д.В. Холкина Экспертно-аналитический доклад. Центр Стратегических разработок, Москва, 2017
5. В.В. Ширяев Компьютерные контрольно-измерительные средства. / Учебное пособие: Томск, 2008, Изд. Томского политехнического университета, 190 с
6. Пытьев Ю.П. Математические методы интерпретации эксперимента. - М.: Высшая школа, 1989. - 351с.
7. Пытьев Ю.П. и др. Об автоматизации сравнительного морфологического анализа электронно-микроскопических изображений // Изв. АН СССР. - 1977. - Сер. физ. - Т.41. - N11. - С.2436-2441.
8. Пытьев Ю.П. Морфологический анализ изображений // Докл. АН СССР. - 1975. - Т.224. - N6. - С.1283-1286.

9. Иванников В.П., Абрамов И.В., Информационные технологии в машиностроении на базе лучевых сканирующих систем //Материалы XXI научно-метод. конф. ИжГТУ: Тез. док. - Ижевск, 1997. - С.13-16.

10. Иванников В.П., Абрамов И.В., Информационные средства оснащения автоматизированных производств и обеспечения качества продукции на основе лучевых сканирующих систем // Тез. док. Международной научно-практ. конф. "Проблемы системного обеспечения качества продукции промышленности" (Ижевск, 5 - 10 октября 1997г.) - Ижевск: ИжГТУ, 1997. - С.6-8.

11. Иванников В.П., Абрамов И.В., и др. Устройство лазерной апланометрии // Заводская лаборатория. - 1993. - N3. - С.36-39.

12. Иванников В.П., Абрамов И.В., Информационные технологии в машиностроении на базе лучевых систем // Тез. док. Международной НПК (Ижевск, 5 - 10 октября 1997г.) - Ижевск: ИЖГТУ, 1997. - С.8-9.

13. Иванников В.П., Абрамов И.В., и др. Устройство измерения продольных и поперечных смещений. Патент РФ RU2054626 C1 / МКИ 6 G01 B 21/00. - №5050230/28; Заявл. 30.06.92; Оpubл. 20.02.1996, Бюл. №5.

Учебное издание

В.П. Иванников

О.А. Бартенев

КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Учебное пособие

Авторская редакция

Подписано в печать 30.12.20. Формат 60×84/16

Усл. печ. л. 23,7. Уч.-изд. л. 15,0.

Тираж 300 экз. Заказ № 2196.

Издательский центр «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, д.1, корп. 4, каб. 207
тел./факс: +7(3412) 50-02-95 E-mail: editorial@udsu.ru

Типография Издательского центра «Удмуртский университет»
426034, Ижевск, ул. Университетская, 1, корп. 2.
Тел. 68-57-18